



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN



Diplomarbeit

zur Erlangung des akademischen Grades eines

Diplom-Ingenieur

der Studienrichtung Energie- und Automatisierungstechnik
an der TU Wien

Strategiebild für einen Transformationsprozess und Ableitung von Maßnahmen zur Energiewende am Beispiel der Stadtregion Lienz

eingereicht am

Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe

betreut von: Ao.Univ.Prof. Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Reinhard Haas
und MSc. Nadine Gürer

von

Lucas Dobnig, BSc
01226765

Wien, Juni 2023

Danksagung

Mit dieser Arbeit schlieÙe ich mein Studium ab. Deshalb möchte mich an dieser Stelle bei allen Menschen bedanken, die mich bei der Erstellung dieser Diplomarbeit unterstützt haben.

Besonderer Dank kommt Herrn Professor Haas zu, der es mir ermöglicht hat, eine Diplomarbeit zu diesem Thema zu verfassen. Für die hilfreichen Anregungen und die konstruktive Kritik bei der Erstellung dieser Arbeit möchte ich mich herzlich bedanken.

Ich danke der Abteilung für Standortentwicklung, Wirtschaft und Marketing der Stadtgemeinde Lienz die mir ausführliche Informationen zur Verfügung gestellt hat. Ohne die wertvollen Einblicke und Unterstützung wäre die Arbeit nicht möglich gewesen.

Zu guter Letzt möchte ich Laura danken, sie hat mich nicht nur bei jeder Stimmung und Laune ertragen und motiviert sondern auch in dieser intensiven Zeit unseren wunderbaren Sohn Emil auf die Welt gebracht.

Kurzfassung

Die Stadtregion Lienz stellt nach Definition der Statistik Austria (STAT) und dem österreichischen Raumentwicklungskonzept 2030 (ÖREK 2030) eine von 34 stadtregionalen Räumen in Österreich dar. Eine besondere Herausforderung für die Stadtregion Lienz ist die Sicherung und Stärkung ihrer Versorgungsfunktion für den umgebenden ländlichen Raum dar. Insbesondere ist im Kontext der Energiewende die strategische Bedeutung der Sicherung der interkommunalen Infrastruktur- und Versorgungseinrichtungen sowie Betriebe der Daseinsvorsorge aufzuzeigen. Im funktionalen „Ballungsraum“ des Lienzer Talbodens wurde mit dem RegioNet ein vollflächiges interkommunales Glasfasernetz errichtet und darauf aufbauend ein digitales Zukunftsbild erstellt. Auf diese Good-Practice-Anwendungen aufbauend soll mit der gegenständlichen Arbeit der Frage nachgegangen werden wie für die Stadtregion Lienz unter Verwendung intelligenter digitaler Steuerung, Smart Grids, etc. bestehende energetische Potenziale für die Energiewende genutzt werden können. Basis ist eine Erhebung der Energiepotenziale und Analyse des Energiesystems im Regionsraum. Im Ergebnis soll ein Strategiebild für einen Transformationsprozess für die Energiewende in der Stadtregion erstellt sowie Maßnahmen auf Basis der bestehenden Energiepotenziale zur interkommunalen Umsetzung aufgezeigt werden.

Abstract

The city region of Lienz is one of 34 city-regional areas in Austria, according to the definition of the Austrian Statistical Office (STAT) and the Austrian Conference on Spatial Planning 2030 (ÖROK). One particular challenge for the Lienz city region is to ensure and strengthen its supply function for the surrounding rural areas. Especially in the context of the energy transition, the strategic importance of securing inter-municipal infrastructure and supply facilities, as well as essential services, needs to be demonstrated. In the functional urban area of the Lienz valley floor, a comprehensive inter-municipal fiber optic network called RegioNet has been established, and a digital future image has been developed based on this good-practice application. Building on these examples, this paper aims to explore how existing energy potentials can be utilized for the energy transition in the Lienz city region, using intelligent digital control, smart grids, etc. The basis for this is a survey of energy potentials and an analysis of the energy system in the regional area. As a result, a strategic image for an energy transition process in the city region will be created, and measures based on existing energy potentials for inter-municipal implementation will be identified.

Inhaltsverzeichnis

Danksagung	iii
Abstract	v
1 Einführung	1
1.1 Zielsetzung	2
1.2 Forschungsfrage	2
1.3 Methodendesign	2
2 Theorie	5
2.1 Raumkonstrukt Stadtregion	5
2.2 Energiewende	7
2.3 Smart Grid	8
2.4 Best Practice Beispiele	8
2.4.1 Bornholm, Dänemark	8
2.4.2 Huatacondo Microgrid, Chile	9
3 Energiepotenziale und Energiesystem	11
3.1 Identifikation der Energiepotenziale	12
3.1.1 Ressourcendargebot	12
3.1.2 Energiebedarf	12
3.2 Solarpark Zettersfeld	13
3.2.1 Erhebung der Modellparameter im Zusammenhang mit dem Solarpark	14
3.2.2 Auswertung im Zusammenhang mit dem Solarpark	20
3.2.3 Investitionskosten des Solarparks	21
3.3 Regionalwasserkraftwerk Lienz	26
3.3.1 Wasserkraftausbau im Spannungsfeld von Umwelt und Klimawandel	26
3.3.2 Erhebung der Modellparameter im Zusammenhang mit dem Re-	27
gionalkraftwerk	27
3.3.3 Auswertung im Zusammenhang mit dem Regionalkraftwerk	29
3.3.4 Investitionskosten des Regionalkraftwerks	30
3.4 Batteriespeicher Rechenzentrum	35
3.4.1 Grundlagen der Energiespeicherung	35
3.4.2 Erhebung der Modellparameter Batteriespeicher Rechenzentrum .	37

3.4.3	Auswertung im Zusammenhang mit dem Batteriespeicher	39
3.4.4	Investitionskosten des Batteriespeicher	39
4	Kosten/Nutzen-Analyse – Ökonomische Potenziale	43
4.1	Sensitivität der Ergebnisse auf die Strom-Bezugspreispreises	44
4.1.1	Variation des Strom-Bezugspreispreises am Beispiel Solarpark . . .	44
4.1.2	Variation des Strom-Bezugspreispreises am Beispiel Batteriespeicher	44
4.2	Sensitivität der Ergebnisse auf die Variation des Strom-Verkaufspreises . .	45
4.2.1	Variation des Strom-Verkaufspreises am Beispiel Solarpark	45
4.2.2	Variation des Strom-Verkaufspreises am Beispiel Regionalkraftwerk	46
4.2.3	Variation des Strom-Verkaufspreises am Beispiel Batteriespeicher .	46
4.3	Abschätzung der Einsparung an Primärenergie und klimarelevanten Gasen	48
4.3.1	Bepreisung von Kohlendioxid	48
4.3.2	Erhebung Kohlendioxid-Emissionen Photovoltaik, Wasserkraft und Batteriespeicher	49
4.3.3	Entwicklung des Barwerts bei Variation des CO2 Preises am Bei- spiel Solarpark	52
4.3.4	Entwicklung des Barwerts bei Variation des CO2 Preises am Bei- spiel Regionalkraftwerk	53
4.3.5	Entwicklung des Barwerts bei Variation des CO2 Preises am Bei- spiel Batteriespeicher	54
4.4	Abhängigkeit des Zinsatzes und der Zeit	55
5	Schlussfolgerungen und Ausblick	61
5.1	Erkenntnisse	61
5.2	Ausblick	62
	Literatur	67

1 Einführung

Laut Tiroler Energiestrategie 2020 soll sich das Land Tirol bis ins Jahr 2050 durch eine Senkung des Bruttoendenergieverbrauchs und Deckung des Endenergieeinsatzes zu 100% Prozent durch erneuerbare Energieträger versorgen können. Vor allem eine sichere und eigenständige Energieversorgung spielen dabei eine wichtige Rolle. Ziel muss es sein die Abhängigkeit Tirols von Energieimporten maximal zu reduzieren und die notwendige Infrastruktur zur Erreichung dieses Ziels aufzubauen. Neben der Unabhängigkeit von Energieimporten ist auch der Beitrag zum Umwelt- und Klimaschutz ein wesentliches Ziel der Klima- und Energiestrategie sowie die Förderung des Wirtschaftsstandortes Tirols. Die Versorgungssicherheit, Unabhängigkeit, Wettbewerbsfähigkeit und Effizienz stehen neben der Umwelt und Sozialverträglichkeit im Vordergrund der Tiroler Energieversorgung (Tiroler Landesregierung 2023).

Zur Erreichung dieser ambitionierten Ziele sind vor allem die Tiroler Kommunen gefordert. Die Gemeinden des Lienzer Talbodens organisieren sich dafür über die Stadtregion Lienz im Planungsverband 36 (PV 36), welcher für Energie und Standortfragen zuständig ist. Um die Energiewende voranzutreiben bedarf es einer umfassenden Kenntnis des aktuellen Versorgungssystems und der noch ausbaufähigen Energiepotentiale. Die vorliegende Arbeit soll auf einem bereits vorhandenem Ressourcenbewirtschaftungsprogramm des PV 36 anknüpfen und um zwei konkrete Szenarien inklusive einer näheren wirtschaftlichen Betrachtung dergleichen ergänzen.

Grundsätzlich handelt es sich beim Verbandsgebiet des PV 36 um ein interessantes Gebiete für die Nutzung von erneuerbarer Windenergie, da vor allem Gipfelregionen beziehungsweise Kammlagen sich gut als Standort für Windkraftanlagen eignen, welche um die Stadtregion Lienz zahlreich vorhanden sind. Ein Großteil der Flächen im Verbandsgebiet befinden sich jedoch im von Energienutzung ausgeschlossenen bzw. kritisch zu betrachtendem Nationalpark Hohe Tauern, weshalb auf die Windenergienutzung als erneuerbare Energiequelle im Zuge der vorliegenden Arbeit nicht weiter eingegangen wird. Trotz der großteils unter Schutz stehenden Gewässer im Planungsverbandsgebiet ist ein technisch nutzbares Wasserkraftpotenzial vorhanden, welches auch umfangreich genutzt wird. In Summe existieren 44 Wasserkraftanlagen, welche überregional einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit des Stromnetzes leisten. (A. Hertl 2017). Um den geringen Dauersiedlungsraum der Stadtregion von nur knapp 16 % der Gesamtfläche nicht weiter zu verknappen wird im Zuge der Arbeit der Bau eines Photovoltaikparks im alpinen Gelände näher analysiert. Der Ausbau der Wasserkraft soll anhand eines Regio-

nalkraftwerks an der Mündung der Isel in die Drau betrachtet werden. Ergänzend dazu soll die technische und ökonomische Umsetzbarkeit eines Batteriespeichers als Möglichkeit zum Ausgleich von Fluktuationen der erneuerbaren Energien betrachtet werden.

1.1 Zielsetzung

Ziel der vorliegenden Arbeit ist es in Zusammenarbeit mit der Abteilung für Standortentwicklung, Wirtschaft und Marketing der Stadtgemeinde Lienz ein modellhaftes Strategiebild zu entwickeln, welches als Grundlage für zukünftige Entscheidungen im Transformationsprozess des Energiesystem- und Facilitymanagements herangezogen werden kann. Zu diesem Zweck sollen drei voneinander unabhängige Szenarien modelliert werden. Im ersten Szenario soll dabei der Solarpark Zetttersfeld, welcher bereits als Maßnahmenswerpunkt vom Planungsverband 36 definiert wurde, auf die unmittelbaren Verbraucher und die mögliche Stromerzeugung analysiert werden. Im zweiten Szenario soll der Wasserpegel an der Mündung Isel/Drau als Ausgangspunkt für die weitere Berechnung des Arbeitsvermögens des Regionalwasserkraftwerks herangezogen werden, um auf eine mögliche Stromerzeugung schließen zu können. Im dritten und letzten Szenario soll ergänzend ein Batteriespeicher für ein Kleinrechenzentrum ausgelegt werden. Ausgehend vom Stromverbrauch des Rechenzentrums soll der Batteriespeicher optimal ausgelegt werden. Darauf aufbauend soll ein Wirtschaftlichkeitsmodell mittels Barwertmethode für den Solarpark, das Regionalwasserkraftwerk und den Energiespeicher erarbeitet werden. Die Ergebnisse aus dieser sollen durch eine Sensitivitätsanalyse auf die Abhängigkeit von Strompreis, die Reduktion von klimarelevanten Gasen und dem Zinssatz mit der Zeit ergänzt werden. Als Zielsetzung gilt die Auffindung von Möglichkeiten zur Realisierung einer nachhaltigen Energiewende im Planungsverbandsgebiet.

1.2 Forschungsfrage

Welche zukünftigen Maßnahmen sind in Bezug auf eine Energiewirtschaftliche Bewertung für die Transformation des Energiesystem- und Facilitymanagements im Zukunftsraum Lienzer Talboden vorrangig zu realisieren, um eine Reduktion an Primärenergie und klimarelevanten Gasen zu erreichen?

1.3 Methodendesign

Auf Basis einer Literaturrecherche betreffend möglicher Modellparameter und einer Analyse und Aufbereitung vorhandener Versorgungs- und Energiedaten werden entsprechende

Zukunftsszenarien entwickelt und erste Maßnahmen aufgezeigt. In Kapitel 2 erfolgt eine räumliche Abgrenzung der Stadtregion Lienz und in weiterer Folge werden ein Überblick und Hintergrundinformationen über den aktuellen Entwicklungszustand der Energieversorgung gegeben. Kapitel 3 zeigt die Potenziale zur Produktion von erneuerbaren Energien in der Region auf und unterzieht das bestehende Projekt eines Solarparks am Zettlersfeld einer Wirtschaftlichkeitsberechnung. Mittels Wasserpegel kann der Nutzen des Regionalkraftwerks an der Drau abgeschätzt werden. Anhand eines typischen Lastprofils wird die Sinnhaftigkeit eines zusätzlichen Batteriespeichers für ein mögliches Rechenzentrum näher analysiert. In Kapitel 4 werden die Ergebnissen einer Sensitivitätsanalyse unterzogen. Dabei wird die Sensitivität gegenüber den Strompreisen, CO_2 -Preis, Zinsen und Kreditlaufzeit untersucht. Kapitel 5 gibt eine Resümee über die erarbeiteten Themen und reflektiert die Ergebnisse der erarbeiteten Szenarien kritisch.

2 Theorie

Im folgenden Kapitel wird das Raumkonstrukt Stadtregion Lienz, das zugleich den Planungsverband 36 bildet, dessen Aufbau und Ziele näher beleuchtet, sowie der Status-quo des Energiebedarfs und der Energiebedarfsdeckung im Verbandsgebiet zusammengefasst. Aufbauend darauf werden anhand einer Literaturrecherche zu vorhandenen Energiemodellen in Österreich und der EU der Stand der Technik analysiert und Best-Practice-Beispiele für die weitere Szenario-Entwicklung betreffend des Baus eines Photovoltaikparks am Zettlersfeld, des Regionskraftwerks Lienz und die Erweiterung um einen Energiespeicher gesammelt.

2.1 Raumkonstrukt Stadtregion

Das Österreichische Raumentwicklungskonzept (ÖREK) dient als gemeinsames Steuerungsinstrument aller österreichischen Regierungsebenen für die räumliche Entwicklung des Landes (ÖREK 2030). Dieses wird etwa alle zehn Jahre von der österreichischen Raumordnungskonferenz überarbeitet, welche sich aus Mitgliedern der Bundesregierung, den Landeshauptleuten und den Präsidenten von Städte- und Gemeindebund zusammensetzt (ÖREK 2023). Dabei wurden schon früh kleine und mittlere Städte in ihre Stadtregionstrategie involviert. Als bedeutender Wirtschafts- und Bildungsstandort wurde die Stadt Lienz zusammen mit den 14 Umlandgemeinden von der Statistik Austria als Kleinstadtregion abgegrenzt und bildet eine der 42 Stadtregionen der Österreichischen Raumordnungskonferenz. Diese Stadtregion, welche als sogenannter Zukunftsraum benannt wurde, ist deckungsgleich mit dem Planungsverband 36, welcher nach Tiroler Raumordnungsgesetz als Gemeindeverband definiert ist. Die Region umfasst 15 der 33 Gemeinden des Bezirk Lienz und weist eine Gesamtbevölkerung von 28.163 Personen auf. Sie erstreckt sich auf eine Gesamtfläche von 471,58 km², wobei der Anteil des Siedlungsraumes mit 15,6 % sich auf lediglich 73,67 km² beschränkt. Die Bevölkerungsdichte liegt bei 60 Einwohnern pro km² (Städtebund 2023). Abbildung 2.1 zeigt das Gebiet des Planungsverbands.

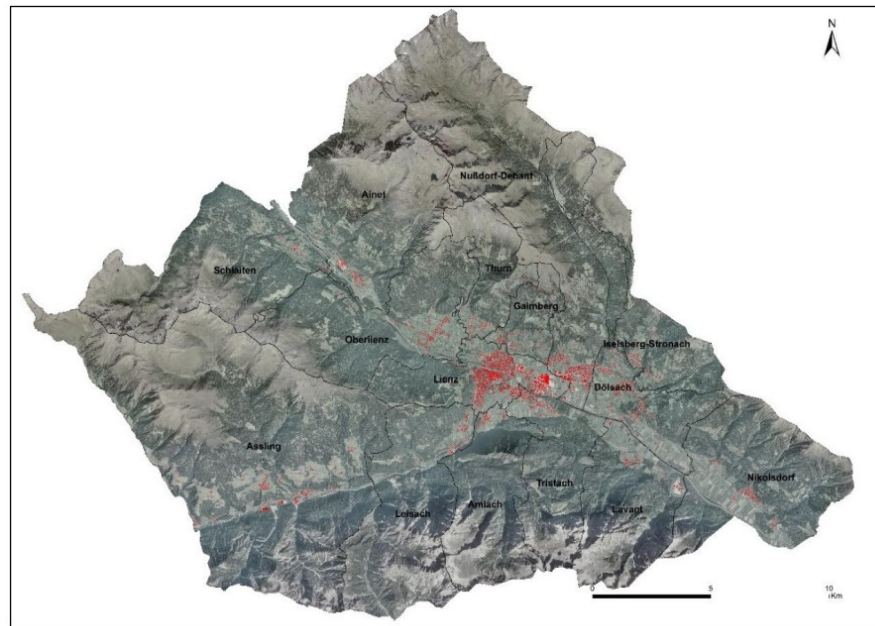


Abbildung 2.1: Stadtregion Lienz deckungsgleich mit dem Wirkungsbereich des Planungsverband, (A. Hertl 2017)

Die Energiewende in Hinblick auf Energieproduktion als auch Energieverbrauch gewinnt im Zuge des voranschreitenden Klimawandels und der großen Notwendigkeit zur Einsparung von Klimagasen im Energiesektor an zunehmender Relevanz. Vor allem die Umsetzung der Energiewende auf lokaler Ebene stellt Gemeinden und Stadtregionen vor große Herausforderungen. Entscheidungen und Planungsgrundlagen für das Voranschreiten der Energiewende werden auf nationaler politischer Ebene vorgegeben, während die Umsetzung von Maßnahmen, die die Transformation vorantreiben sollen, auf lokaler Ebene stattfindet (J. Irshaid 2021). Im Bezirk Lienz stellen die oben erwähnten 15 Gemeinden der Stadtregion Lienz das soziale, gesellschaftliche und erwerbswirtschaftliche Zentrum im überregionalen Verflechtungsraum dar und werden daher für die gegenständliche Arbeit als Grundlage für die energie-wirtschaftliche Betrachtung herangezogen. Tabelle 2.1 gibt einen Überblick über den derzeit vorhandenen Energiebedarf sowie die vorherrschende Energiebedarfsdeckung auf Gemeindeebene. Es wird 100% des Energiebedarfs durch erneuerbare Quellen, Wasserkraft und Photovoltaik, gedeckt.

Tabelle 2.1: Energiebedarf und Energiebedarfsdeckung (Strom) der Stadtregion, alle Werte in [GWh/a], (A. Hertl 2017)

Gemeinde	Energie-Bedarf	Energie-Bedarfsdeckung	
		Wasserkraftanlagen	Photovoltaikanlagen
Ainet	4,19	7,15	k.A.
Amlach	1,39	219	0,1
Assling	k.A.	37,21	k.A.
Dölsach	11,84	4,19	0,24
Gaimberg	3,27	0	0,22
Iselsberg-Stronach	1,87	0	0,08
Lavant	7,25	3,85	0,04
Leisach	3,07	0,04	k.A.
Lienz	91,27	0,02	k.A.
Nikolsdorf	3,09	0,06	k.A.
Nußdorf-Debant	27,28	26,5	0,23
Oberlienz	3,31	0,02	k.A.
Schlaiten	1,69	0,85	k.A.
Thurn	4,53	2,6	0,13
Tristach	4	0,05	0,1
Gesamt	168,05	301,54	1,14

2.2 Energiewende

Die von der österreichischen Bundesregierung im Mai 2018 veröffentlichte Klima- und Energiestrategie „Mission2030“ bildet eine der Grundlagen für eine integrierte nationale Energiewende in Österreich und ist die Antwort auf die von der EU vorgelegte Richtlinie - dem „Clean Energy Package“. Österreich setzt sich darin zum Ziel, seine Treibhausgasemissionen bis 2030 um 36 % gegenüber 2005 zu reduzieren – zur Zielerreichung spielt die regionale Energiewende eine wesentliche Rolle, wobei die Balance zwischen ökologischer Nachhaltigkeit, Wettbewerbsfähigkeit/Leistbarkeit und Versorgungssicherheit berücksichtigt werden müssen. Österreich hat aufgrund der großen Vielfalt an Energiepotenzialen, wie Wasserkraft, Windkraft und Solarenergie, ein sehr hohes Niveau an Versorgungssicherheit. Dennoch wird die Erreichung der langfristigen Klima- und Energieziele der Europäischen Union mit den bestehenden Technologien nicht möglich sein – es muss ein verstärkter Fokus auf Digitalisierung und Dezentralisierung gelegt werden, um das Energiesystem zu transformieren. (A. Priebes 2021)

2.3 Smart Grid

Ein intelligentes Energienetz (Smart Grid) interagiert zwischen Erzeugung, Transport und Verbrauch und ermöglicht es, Energie in Echtzeit zu messen, zu steuern und zu optimieren, um eine bessere Integration von erneuerbaren Energien und die Verringerung von Energieverlusten zu ermöglichen. Mittels Datenaustausch übernimmt eine Steuerung die zentrale Aufgabe Leistungsschwankungen, welche speziell aus erneuerbaren Energien stammen, zu regulieren. Diese Schwankungen können jedoch auch Verbraucherseitig entstehen. Eine Vernetzung mittels Informations- und Kommunikationstechnologie im Bereich des öffentlichen Facilitymanagements über das bestehende Glasfasernetz (Regionet) kann zu einer gezielten Koordination der Akteure beitragen (Gawlik 2018).

2.4 Best Practice Beispiele

Der überarbeitete Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) der Europäischen Union trat im Dezember 2018 in Kraft und wurde von der Richtlinie für den internen Strommarkt (IEMD) und der Verordnung für den internen Strommarkt (IEMR) im Rahmen des Pakets „Saubere Energie für alle Europäer“ begleitet. Die Richtlinie definiert „Erneuerbare Energiegemeinschaften“ (RECs), führt ein Governance-Modell für diese ein und ermöglicht den Austausch von Energie innerhalb der REC. Sie bietet auch einen „förderlichen Rahmen“, um RECs auf Augenhöhe mit anderen Marktteilnehmern zu stellen und ihre Entwicklung zu fördern. Im folgendem werden zwei Best Practice Beispiele näher erläutert. (Lowitzsch, Hoicka und van Tulder 2020)

2.4.1 Bornholm, Dänemark

Bornholm ist eine dänische Ostseeinsel. Das Stromnetz hängt über ein Seekabel mit Schweden zusammen und beliefert mehr als 28.000 Kunden auf der Insel. Bornholm kombiniert Biomasse, Wind und Sonne. Die Spitzenlast betrug 2007 56 MW. Das Energiesystem Bornholms ist Teil des nordischen Verbundnetzes. Der Windenergieanteil im Jahr 2007 betrug mehr als 30%, und das System kann im Inselbetrieb betrieben werden. In Regionen mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien wie Bornholm ist langfristige Versorgungssicherheit ein wichtiger Faktor. Um diese zu gewährleisten, braucht es Flexibilität von Verbrauchern. Daher ruhen große Erwartungen auf Eco-Grid 2.0, einem Projekt, bei dem 1.000 Familien auf Bornholm ihre Wärmepumpen und Elektrischen-Heizungen für einen Test mit intelligentem Energiemanagement zur Verfügung stellen. Dadurch soll ein System entstehen, bei dem Biomasseanlagen die Grundlast tragen und Windkraft- und Solaranlagen je nach variierender Produktion eingesetzt werden können. Das Energiesystem Bornholms ist daher eine einzigartige Einrichtung für Experimente mit neuen Smart-Grid-Technologien und Teil der

experimentellen Plattform für Strom und Energie, PowerLabDK (Østergaard und Nielsen 2010), (stateofgreen 2023).

2.4.2 Huatacondo Microgrid, Chile

Huatacondo ist eine kleine isolierte Stadt in der Atacama-Wüste von Chile. Das Energiesystem besteht aus einem Dieselaggregat, PV-Modulen, einer Windkraftanlage und einem Batteriespeicher. Der Verbrauch wird vor allem durch eine Wasserpumpe und dem Stromverbrauch der Gemeinde bestimmt. Die Erzeugung, Speicherung und der Verbrauch machen die Etablierung eines Demand Side Management (DSM) möglich. Im Microgrid von Huatacondo wird dafür das Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) eingesetzt. Das Computersystem dient zum Sammeln und Analysieren von Echtzeitdaten. SCADA minimiert den Verbrauch von Dieseldieselkraftstoff, regelt den Einsatz der Wasserpumpe um den Füllstand des Hochbehälters in vorgegebenen Grenzen zu halten und gibt den Bewohnern ihr Verbrauchsverhalten vor. Die Gemeindebewohner werden aktiv in das Projekt eingebunden und es wird von der Universität von Chile betreut. In Hinblick auf die vorliegende Arbeit zeigt sich das der Erfolg der Umsetzung von Energieprojekten immer auch von der Bereitschaft der Bevölkerung abhängig ist. (Mata, Villalba und Palma-Behnke 2013)

3 Energiepotenziale und Energiesystem

Grundsätzlich ermittelt man die Energiepotenziale um unter Berücksichtigung weiterer Rahmenbedingungen eine Aussage über deren Beitrag zur Energieversorgung treffen zu können. Die Identifikation von Energiepotenzialen und dem gegenüberstehenden Stromverbrauch im Verbandsgebiet stellen somit wichtige Schritte bei der Entwicklung von Maßnahmenswerpunkten für ein zukünftiges Energiesystem im Planungsverbandsgebiet dar. Es gibt verschiedene Möglichkeiten, um Energiepotenziale zu identifizieren, je nachdem, ob es sich um erneuerbare Energiequellen oder um Maßnahmen zur Energieeinsparung und Effizienzsteigerung handelt. Das technische Potential der Wasserkraft lässt sich aus dem Abflusslinienpotenzial ermitteln. Eine Solarpotenzialanalyse kann durch die Messung der Einstrahlwerte erstellt werden und somit auch auf das technische Potential der Solarenergie geschlossen werden. Neben den technischen Potenzialen muss allerdings in Zukunft auch verstärkt ein Fokus auf das gesellschaftliche Potential gelegt werden - das steigende Umweltbewusstsein der Bevölkerung führt zunehmend zu gesellschaftliche Restriktionen bei der Planung von Energiesystemen. Mitunter aus diesem Grund stellen heute Kraftwerksplanungen nur mehr einen Bruchteil historischer Überlegungen dar und es braucht neue Ansätze und Lösungen, um eine nachhaltige Energiewende zu ermöglichen. Das gesellschaftliche Potenzial wird trotzdem mittels ökonomischer Überlegungen und das realisierbare Potential limitiert (Haas 2017).

Das theoretische Energiepotential des Verbandsgebietes ist vielfältig, was mitunter auch durch die vorherrschende topografische Lage des Verbandsgebiets in Zusammenhang steht. Vor allem Wasserkraft und Sonnenenergie stehen in ausreichendem Maß zur Verfügung.

Im Zuge eines Workshops wurden vom Planungsverband 36 bereits Überlegungen für ein zukünftiges Energiesystem im Verbandsgebiet angestellt. Neben einem Solarpark am Zetttersfeld und einem Regionalwasserkraftwerk Lienz wurde auch der Ausbau von Grundwasserwärmepumpen im Grundwasserkörper von Lienz unter Beachtung des bestehenden Fernwärmenetzes betrachtet (A. Hertl 2017). Aktuell steht die Notwendigkeit eines Rechenzentrums zur Ergänzung des bestehenden Glasfasernetzes im Raum. Dieses soll mittels regenerativer Energie versorgt werden, weshalb auch ein Batteriespeicher angedacht werden soll. Die folgenden Unterkapitel unterziehen daher die 3 unterschiedlichen Maßnahmenswerpunkte eines Solarparks am Zetttersfeld, eines Regionalwasserkraftwerk in Lienz sowie die Auslegung eines Batteriespeichers für ein Rechenzentrum einer Wirtschaftlichkeitsanalyse sowie einer Prüfung auf ihre Sensitivität:

- Solarpark Zettlersfeld
- Regionalwasserkraftwerk Lienz
- Batteriespeicher Rechenzentrum

Hintergrund ist den Smart-Region-Gedanke weiter zu forcieren und dabei den Energieverbrauch zu senken, den Anteil Erneuerbarer Energieträger weiter zu steigern und den CO_2 -Ausstoß zu verringern.

3.1 Identifikation der Energiepotenziale

Im Folgenden soll ein Überblick über die Energiepotenziale im Verbandsgebiet und über den gegenüberstehenden Energieverbrauch gegeben werden, wobei es sich um eine Grobbefundaufnahme des Planungsverbandes aus dem Jahr 2015 handelt (A. Hertl 2017):

3.1.1 Ressourcendargebot

- Technisches Wasserkraftpotenzial: 149 GWh/a
- Biomasse:
 - Potenziell energetisch nutzbares Holz-Potenzial: 8,8 GWh/a
 - Technisches Energiepotenzial Biogas (Wirtschaftsdünger, Biogene Abfälle, Nachwachsende Rohstoffe): 13,9 GWh/a davon nutzbar: 0 GWh/a
- Sonne
 - Technisches Solarthermiefpotenzial (Dachflächen): 540 GWh/a
 - Technisches Photovoltaikpotenzial (Dachflächen): 235 GWh/a
- Umweltwärme
 - Umweltwärme Grundwasser: 80 GWh/a
 - Umweltwärme Erdwärme: 34 GWh/a
 - Umweltwärme Luft: nahezu unbegrenzt
- Wind-Potenzial: 75 GWh/a davon nutzbar: 0 GWh/a

3.1.2 Energiebedarf

Dem Ressourcendargebot steht der Energiebedarf der Region gegenüber. Dieser lässt sich wie folgt einteilen:

- Wärmebedarf: 223 GWh/a , (28%)

- Strombedarf: 303 *GWh/a*, (38%)
- Energiebedarf für Mobilität: 269 *GWh/a*, (34%)
- Gesamt: 794 *GWh/a*

In Bezug auf den Energiebedarf für Mobilität muss beachtet werden, dass der PKW-Verkehr in Zukunft elektrisch bewältigt werden muss, um die knappen Mengen an verfügbaren Kraftstoffen schweren Nutzfahrzeugen und landwirtschaftlichen Maschinen zur Verfügung zu stellen. Je nach Wachstumsszenario geht man trotz einer Effizienzsteigerung vom 4 - 6 fachen Elektrizitätsbedarf in der Mobilität bis 2050 aus. Der durchschnittliche Heizenergiebedarf wird aufgrund von thermischen Sanierungen rückläufig sein. Abbildung 3.1 zeigt den gesamten Energiebedarf des Gebiets im jahreszeitlichen Verlauf (A. Hertl 2017), (Streicher u. a. 2010).

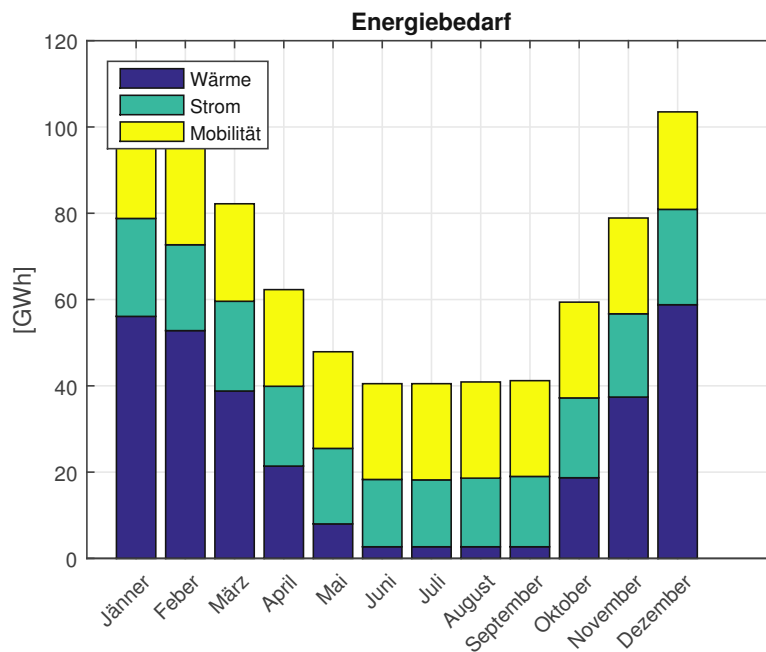


Abbildung 3.1: Jahreszeitlicher Verlauf des Energiebedarfs im Planungsverbandsgebiet 2014, (A. Hertl 2017), Eigene Darstellung

3.2 Solarpark Zettersfeld

Für eine rasche Dekarbonisierung des Energiesystems wird es unumgänglich sein auch den Alpenen Raum für Photovoltaik verfügbar zu machen. Aus topografischer Sicht besteht

zwischen kargen und felsigen Regionen im Gebirge auch keine Konkurrenz zur landwirtschaftlichen Produktion, wie man durch Agrophotovoltaik bereits erforscht. Durch Reflexionen der Einstrahlung an der schneebedeckten Umgebung ergibt sich gegenüber den Tallagen ein Mehrertrag an den Photovoltaik Modulen in den Wintermonaten. Kühle Temperaturen und eine in der Regel geringere Luftverschmutzung am Berg wirken sich außerdem positiv auf den Wirkungsgrad der Photovoltaik-Module aus. Versuchsaufbauten konnten erste Ergebnisse der Stromerträge von Photovoltaikanlagen im Gebirge liefern. Es konnte aufgezeigt werden, dass am alpinen Standort wesentlich höhere Winterstromerträge auftreten als an der Referenzanlage. Der tiefe Sonnenstand in den Wintermonaten erlaubt zudem einen steileren Neigungswinkel der Photovoltaikmodule, was sich positiv bei einer Schneebedeckung auswirkte und in weiterer Folge auf das Ertragsniveau (Anderegg, Strebel und Rohrer 2021). Um den Energiebedarf im Verbandsgebiet zu decken bietet das Zettlersfeld eine überdurchschnittliche solare Einstrahlung, weshalb es als Standort für den Photovoltaikpark besonders geeignet ist. Es befindet sich nördlich der Bezirkshauptstadt Lienz und liegt auf ca. 1650 - 2350m Seehöhe. Die Liftanlagen des dortigen Winterskigebiets werden im Winter als auch im Sommer betrieben. Derzeit wird der Verbrauch der Aufstiegshilfen nicht durch Solarenergie gedeckt, was aufgrund des Ganzjahresbetriebs allerdings als sinnvoll erachtet wird. Außerhalb der Betriebszeiten ist eine Einspeisung in das EVU-Netz möglich. Neben wirtschaftlichen Interessen kann auch der touristische Nutzen durch eine umweltfreundliche Energieversorgung der Liftanlagen erhöht werden. Zusammenfassend sind folgende Überlegungen ausschlaggebend (A. Hertl 2017):

- Möglichkeit der Eigenbedarfsdeckung mittels der Bergbahnen und Beschneiungsanlagen
- Vorhandene Infrastruktur, EVU-Netz
- Hohe Sonnen-Einstrahlungswerte
- Touristische Nutzung

3.2.1 Erhebung der Modellparameter im Zusammenhang mit dem Solarpark

Um die Wirtschaftlichkeit der Errichtung eines Solarparks am Zettlersfeld zu untersuchen und dessen Sensitivität zu überprüfen werden im Folgenden die notwendigen Modellparameter erhoben. Einerseits handelt es sich dabei um die verfügbaren Flächen für die Stromerzeugung und dessen Erzeugungsrate und andererseits wird aufgezeigt, welcher relevante Verbrauch der Produktion gegenübersteht.

Dachflächen

Die Installation von Photovoltaikanlagen auf Dachflächen bietet eine Vielzahl von Vorteilen, die sie zu einer attraktiven Option für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien machen. Im Zuge dieser Arbeit wurden die Solarpotenziale von 190 Dachflächen im nahen Umkreis der Liftstationen über die Datenbank von Solar Tirol erhoben. Das entspricht Dachflächen von in Summe 33.654 m^2 . Anhand von LIDAR-Daten kann eine recht genaue Aussage über die Solarstrahlung nach Eignungsklassen aber auch Solarstrahlungswerte im jahreszeitlichen Verlauf nach Monaten erfasst werden. Für den gesamt betrachteten Bereich ergibt sich eine jährliche solare Einstrahlung von rund 28.4 GWh . 70% der solaren Einstrahlungswerte sind den Klassen 3 ($1100 - 1300 \text{ kWh/m}$) und 4 (1300 kWh/m) zuzuordnen. Abbildung 3.2 zeigt den jahreszeitlichen Verlauf der solaren Einstrahlung der gesamten 190 Gebäude und deren Einteilung in die Eignungsklassen. Man kann grundsätzlich von günstigen Voraussetzungen bezüglich der solaren Einstrahlung sprechen.

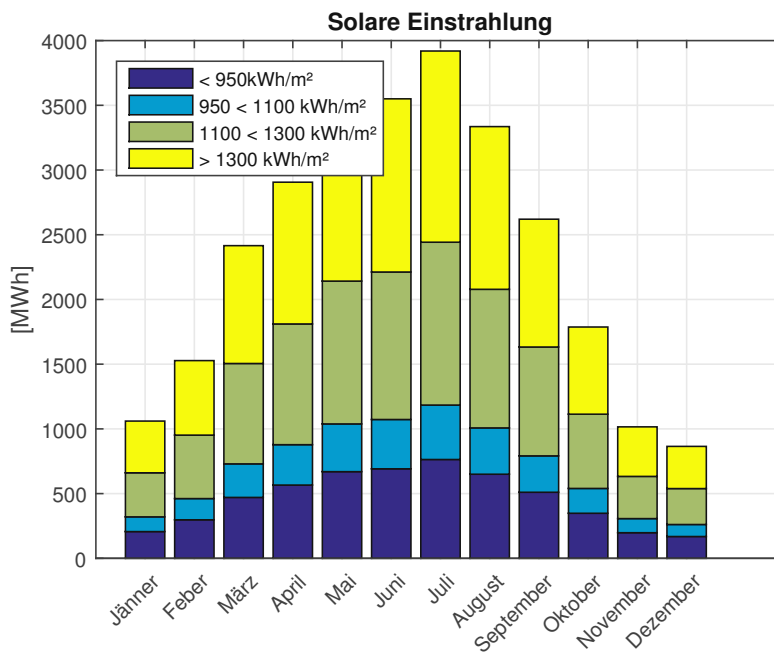


Abbildung 3.2: Solare Einstrahlung der betrachteten Dachflächen, (SolarkatasterTirol 2023), Eigene Darstellung

Ab einer durchschnittlichen solaren Einstrahlung von 1000 kWh/m^2 kann von einer sinnvollen wirtschaftlichen Nutzung ausgegangen werden. Aus technischen Gründen können ungefähr $2/3$ der nutzbaren Fläche mit Photovoltaik-Modulen bestückt wer-

3 Energiepotenziale und Energiesystem

den. Außerdem wird davon ausgegangen, dass eine Anlage ab einem zu erwartendem Photovoltaik-Potenzial über 4800 kWh/a in seiner Errichtung sinnvoll ist. Diese kritische Größe erreichen 114 Dachflächen bei einer Gesamtfläche von 27.315 m^2 . Formel 3.2 gibt den Zusammenhang zwischen solarer Einstrahlung und realisierbaren Potential wieder und zeigt die Zusammensetzung des Wirkungsgrads auf. Für die Berechnung wurde ein Wirkungsgrad von 13% verwendet. Damit bleibt ein realisierbares Potenzial von $1,52 \text{ GWh}$ im Jahr. Das bedeutet durchschnittlich 177 MWh im Monat von April bis September und 77 MWh im Monat von Oktober bis März. Insgesamt bietet die Installation von Photovoltaikanlagen auf Dachflächen eine effektive und attraktive Möglichkeit, um erneuerbare Energie aus Sonnenlicht zu gewinnen und somit einen wichtigen Beitrag zur Reduzierung der CO_2 -Emissionen und zur nachhaltigen Energieversorgung zu leisten (SolarkatasterTirol 2023).

$$E_r = \eta_{PV} \cdot \alpha \cdot E_s \quad (3.1)$$

$$\eta_{PV} = \eta_e \cdot \eta_E \cdot \eta_D \cdot \eta_R \cdot \eta_{GS} \cdot \eta_W \cdot \eta_{WS} \quad (3.2)$$

Tabelle 3.1: Photovoltaische Stromerzeugung, (Kaltschmitt und Streicher 2009)

E_r	realisierbares Potenzial [GWh]
E_s	solare Einstrahlung [GWh]
η_{PV}	Wirkungsgrad der Solarpanele [13%]
α	Anteil der Dachfläche welche dur PV-Module nutzbar ist (2/3)
η_e	Photonen mit zu geringer Energie [%]
η_E	überschüssige Photonenenergie [%]
η_D	Diffusionsverluste [%]
η_R	Reflexions-, Widerstands-, Abschattungsverluste [%]
η_{GS}	sonstige Komponenten gleichstromseitig [%]
η_W	Wechselrichter [%]
η_{WS}	sonstige Komponenten wechselstromseitig [%]

Freiflächen

Neben den Dachflächen wird angedacht 4 Freiflächen für die Erzeugung von Strom verfügbar zu machen. Freiflächen-Photovoltaikanlagen können in verschiedenen Größen gebaut werden und bieten die Möglichkeit, große Energiemengen zu erzeugen, um den Energiebedarf zu decken. Die Installation ist in der Regel günstiger als jene von Dach-Solaranlagen, da auf dem freien Land kein zusätzlicher Aufwand für die Befestigung

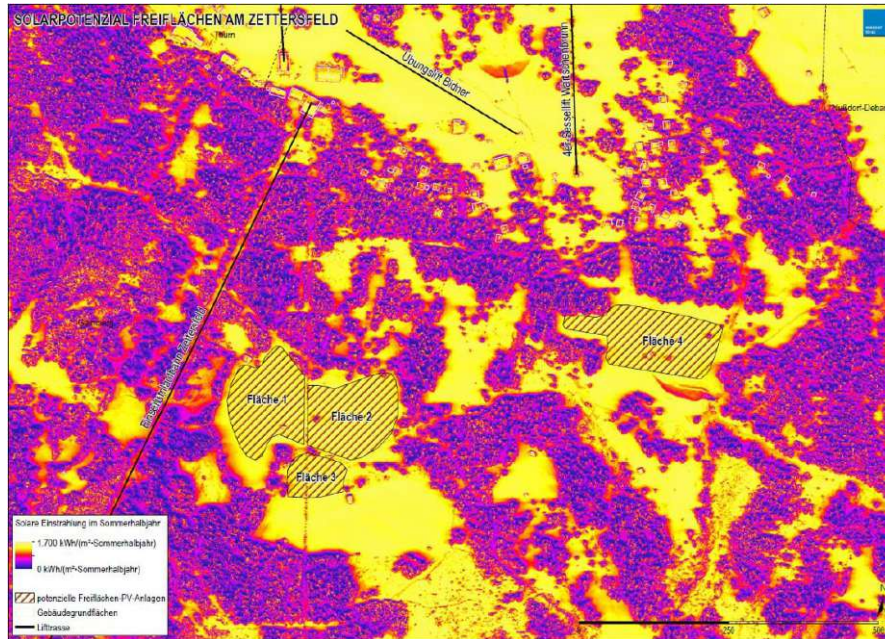


Abbildung 3.3: Mögliche Freiflächen zu zusätzlichen Erzeugung von Energie, (A. Hertl 2017)

oder Verstärkung von Strukturen erforderlich ist. Allerdings gibt es auch Herausforderungen bei der Installation von Freiflächen-Photovoltaikanlagen, wie z.B. Umweltbedenken hinsichtlich der Landnutzung, der Auswirkungen auf die Tier- und Pflanzenwelt, die Notwendigkeit einer ausreichenden Wasserversorgung und die Auswirkungen auf die Landschaftsgestaltung. Insgesamt bieten Photovoltaik-Freiflächenanlagen eine attraktive Option zur Erzeugung von sauberer Energie auf ungenutzten Flächen, wodurch der Bedarf an konventioneller Energie reduziert und die Nachhaltigkeit verbessert werden kann. Abbildung 3.3 zeigt die angedachten Freiflächen und die Intensität der Sonneneinstrahlung. Tabelle 3.2 schlüsselt den zu erwartenden Stromertrag dieser 4 Flächen auf. Es wäre möglich mit dieser Erweiterung den Stromertrag weiter zu steigern. Trotzdem soll darauf in dieser Arbeit nicht weiter eingegangen werden (A. Hertl 2017).

Tabelle 3.2: Aufschlüsselung Freiflächen, (A. Hertl 2017)

Bez.	Fläche	Einstrahlung Sommerhalb-Jahr	Einstrahlung Winterhalb-Jahr	Einstrahlung Jahr	Potenzieller Stromertrag mittels PV-Anlage
	[m ²]	[kWh/(m ² *HJ)]	[kWh/(m ² *HJ)]	[kWh/(m ² *Jahr)]	[kWh/a]
Fläche 1	17000	965	525	1490	3300000
Fläche 2	17000	990	570	1560	3500000
Fläche 3	6000	965	525	1490	1200000
Fläche 4	20000	985	625	1610	4200000
Summe /Mittel	60000	975	560	1535	12000000

Lifтанlagen

Neben den Lifтанlagen zählen auch die Gebäude selbst zu den lokalen Verbrauchern. Nach Angaben von Statistik Austria lag die Anzahl an Privathaushalten 2021 in Österreich bei 4.019.700 und einer durchschnittlichen Haushaltsgröße von 2,19. Der Stromverbrauch der Haushalte lag im Jahr 2019/2020 bei 69211 TJ (Zeitraum von Juli des Vorjahres bis Juni des Erhebungsjahres). Das ergibt einen durchschnittlichen Jahresstromverbrauch pro Haushalt von 17,22 GJ oder 4782,76 kWh. Da der überwiegende Teil der 190 Gebäude nicht ganzjährig beziehungsweise ungenutzt ist, wurde versucht den Strombedarf in monatlicher Auflösung abzuschätzen. Ausgehend von der Höhenlage und damit extremen Temperaturen ist für die Zeit der Nutzung von einem erhöhtem Energieverbrauch auszugehen. Die Annahme berücksichtigt, dass 40% der Gebäude ständig genutzt werden. Das ergibt einen Grundenergieverbrauch von 29,8 MWh im Monat. Die restlichen 60% sind dem Liftbetrieb angepasst. Diese Werte sind Abbildung 3.4 zu entnehmen. Dabei stellen sie zwar nur eine Näherung dar, sollen aber dazu beitragen das Model weiter zu verfeinern (StatistikAustria 2023).

Der Strombedarf der Beschneiungsanlage beschränkt sich auf die Monate Dezember, Jänner und Februar, wobei speziell im Dezember eine sehr große Menge erforderlich ist. Die Herstellung von Schnee erfordert große Mengen an Wasser und Energie, wird aber immer wichtiger um die Schneesaison zu verlängern und die Skibedingungen zu verbessern, insbesondere in Zeiten, in denen die natürliche Schneedecke unregelmäßig ist oder durch Regen oder Tauwetter beschädigt wird. Die Betriebszeit der Lifтанlagen ist ein wichtiger Faktor, der den Strombedarf beeinflusst. Je länger die Anlagen in Betrieb sind, desto mehr Strom wird benötigt. In den Monaten Mai, Oktober und November befinden sich die Bergbahnen außer Betrieb. Der Strombedarf von Ferienhäusern hängt

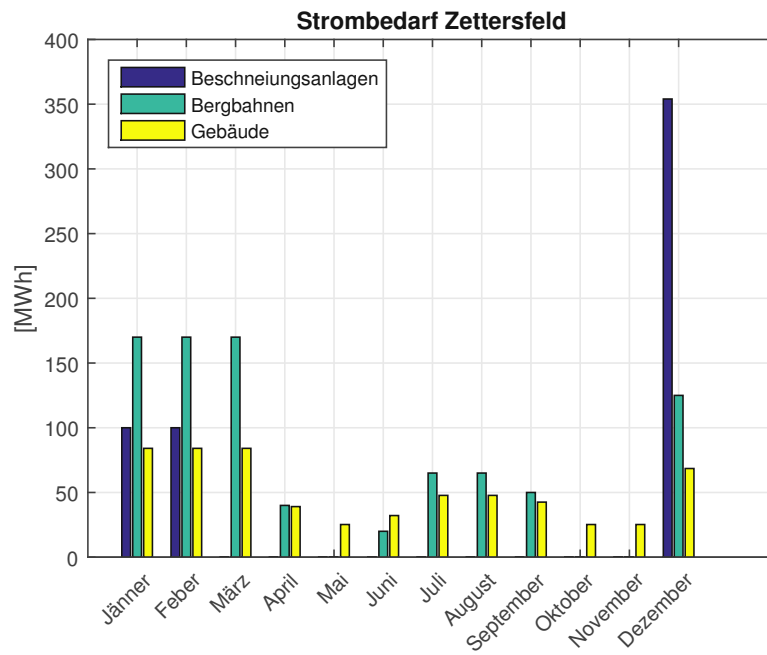


Abbildung 3.4: Strombedarf von Bergbahnen, Beschneigung und Gebäuden am Zetttersfeld im Jahresverlauf, (SolarkatasterTirol 2023), (A. Hertl 2017), Eigene Darstellung

3 Energiepotenziale und Energiesystem

von verschiedenen Faktoren ab, wie zum Beispiel der Größe des Hauses, der Anzahl der Bewohner, der Jahreszeit und den Geräten und Systemen, die im Haus verwendet werden. Insgesamt variiert der Strombedarf von Ferienhäusern je nach Größe, Anzahl der Bewohner, Jahreszeit, Geräten und Verhaltensweisen der Bewohner. Deshalb wurde, wie beschrieben, diese Verbrauchskurve laut Abbildung 3.4 modelliert (A. Hertl 2017).

3.2.2 Auswertung im Zusammenhang mit dem Solarpark

Abbildung 3.2.2 bringt den kalkulierten Verbrauch der Liftanlagen und Gebäude mit der Erzeugung auf den Dachflächen in Zusammenhang. Die Differenz gibt anschaulich wieder, in welchen Monaten Über- bzw. Unterversorgung auftritt. In den Monaten von April bis November kann eine Eigenversorgung sichergestellt werden. Es ergibt sich sogar eine Überversorgung von 686MWh . Von Dezember bis März ist der Verbrauch durch Beschneigung und den Betrieb der Liftanlagen zu groß und gleichzeitig durch die geringere Anzahl an Sonnenstunden die Erzeugung viel geringer. Deshalb wird hier eine Eigenversorgung nicht möglich sein. Damit kommt es zu einer Unterversorgung von 1.196MWh . Würde man die erzeugte Strommenge rein für den Liftbetrieb und die Beschneigung aufwenden, so hätte man auf das gesamte Jahr gesehen einen Überschuss von $95,7\text{MWh}$.

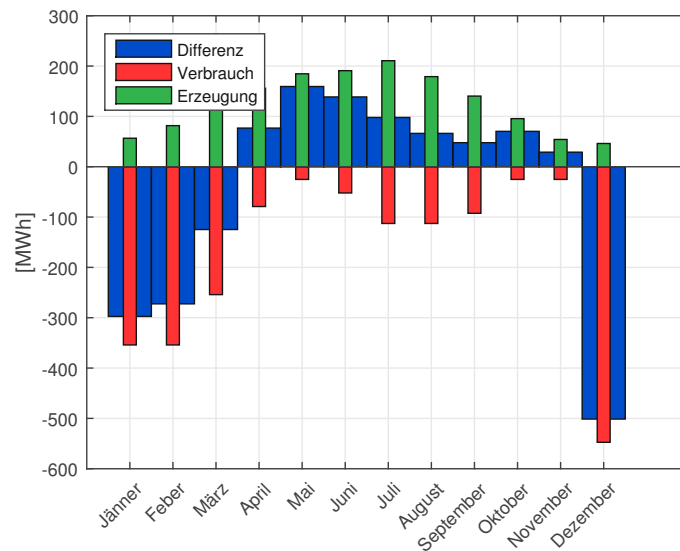


Abbildung 3.5: Auswertung von Erzeugung und Verbrauch, (SolarkatasterTirol 2023), (A. Hertl 2017), Eigene Darstellung

Tabelle 3.3: Zusammenfassung Energieflüsse

Erzeugung Dachflächen	1.520 <i>MWh</i>
Erzeugung Freiflächen (nicht einbezogen)	12.000 <i>MWh</i>
Verbrauch Liftanlagen + Beschneigung	1.430 <i>MWh</i>
Gebäude (Ferienhäuser, Hotels, Restaurants)	600 <i>MWh</i>
Eigenbedarfsdeckung	839 <i>MWh</i>
Übersversorgung	686 <i>MWh</i>
Unterversorgung	1.196 <i>MWh</i>

3.2.3 Investitionskosten des Solarparks

Wie im letzten Kapitel 3.2.2 aufgezeigt, würde die Installation einer Photovoltaikanlage zu einer Eigenbedarfsdeckung von 56 % des Gesamtverbrauchs von 1.490 *MWh* (Liftanlagen, Beschneigung, Gebäude) führen. Um die Rentabilität der Installation der Anlage zu prüfen müssen in weiterer Folge die Erträge und Kosten gegenübergestellt werden, welche in Zusammenhang mit der Installation einer Anlage auftreten würden.

Strompreis und Einnahmen des Solarparks

Die Kosten einer PV-Anlage gliedern sich in mehrere Bestandteile. Im Folgenden werden die einmaligen Errichtungskosten sowie laufende Betriebskosten und Wartungskosten näher betrachtet. Es werden dabei nur tatsächliche Kosten berücksichtigt. Umweltkosten, sogenannte externe Kosten, die durch die Herstellung der Anlagen und dem damit in Verbindung stehenden Verbrauch von Ressourcen und dem Ausstoß von Klimagasen stehen, werden im Kapitel 4 aufgezeigt, in welchem eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt wird. Im Folgenden werden den Kosten die Einnahmen gegenübergestellt, die durch den Verkauf des Überstroms entstehen bzw. die Einsparungen, die aus dem Entfall des Zukaufs von Strom durch die Eigenbedarfsdeckung entstehen.

Errichtungskosten des Solarparks

Die Errichtungskosten für eine PV-Anlage unterscheiden sich unter anderem je Flächenkategorie. PV-Anlagen auf Freiflächen sind in Österreich in den häufigsten Fällen die günstigste

Alternative für die Stromerzeugung, während die Installation auf Dachflächen die teuerste Variante darstellt. Da sich in Betrieb befindliche PV-Anlagen in Österreich bislang hauptsächlich auf diese beiden Flächenkategorien beschränken, gibt es keine Daten zu den Errichtungskosten von Anlagen im Verkehrssektor, auf Deponien oder sonstigen Flächen. Bei den Investitionskosten für Freiflächenanlagen werden häufig anfallende Nebenkosten, wie die Errichtung einer Umzäunung, notwendige Netzanschlüsse und damit in Verbindung stehende Leitungsverlegungen nicht in Betracht gezogen, daher kann nicht immer davon ausgegangen werden, dass es sich dabei um die günstigste Anlagenart handelt (Fechner 2020) Tabelle 3.4 zeigt eine Aufstellung der Investitionskosten für unterschiedliche Anlagengrößen aus der Literatur, welche in weiterer Folge für die Berechnung der Rentabilität der Errichtung des Solarparks am Zettlersfeld herangezogen werden, wobei sich die Preise auf Dachflächen-Montagen beziehen.

Tabelle 3.4: Investitionskosten

Anlagengröße [kWp]	Investitionskosten pro [kWp]	Quelle
1 kWp	EURO 2.127	Biermayr et al (2018)
5 kWp	EURO 2.500	Salzburg AG (s.a.)
	EURO 1.543	Biermayr et al (2021)
10 kWp	EURO 2.050	Salzburg AG (s.a.)
	EURO 1.297	Biermayr et al (2021)
30 – 50 kWp	EURO 1.065	Biermayr et al (2021)

Betriebskosten

Neben den einmaligen Kosten für die Errichtung der PV-Anlage fallen auch laufende Kosten an. Im Jahr 2008 wurden in einer umfangreichen Studie in der Schweiz die Betriebs- und Unterhaltskosten (B & U Kosten) von PV-Anlagen näher betrachtet (Stettler u. a. 2008) gliederte dabei die anfallenden Kosten in folgende Bereiche:

- Periodische Gebühren (Zählergebühr, Stromanschluss, Sicherheitsnachweis)
- Verwaltung
- Reinigung
- Service-/Kontrollgänge
- Überwachung (Serviceabo, Datenübertragung)
- Reparaturgänge
- Ersatzgeräte (Module)

In folgender Tabelle (3.5) ist das Ergebnis der Studie für unterschiedliche Anlagengrößen umgerechnet in Euro-Beträge mit Wechselkurs Stand Februar 2023 (1 Schweizer Franken entspricht 1,01 Euro) dargestellt:

Tabelle 3.5: Betriebskosten, (Stettler u. a. 2008)

B& U Kosten [EURO/kWh]	Anlagengröße			
	10kW _p	30kW _p	100kW _p	500kW _p
Überwachung	1,92	1,31	0,62	0,31
Ersatzgeräte	2,42	1,53	1,41	1,41
Reparatur	0,81	0,30	0,10	0,10
Service-/Kontrolle	1,11	0,61	0,61	0,20
Reinigung	0	0,71	0,20	0,10
Periodische Gebühren	1,92	1,52	1,21	1,11
Verwaltung	0,71	0,71	0,70	0,71
Versicherung	1,31	1,31	1,21	0,91
Summe	10,20	8,00	6,06	4,85

Einsparungspotenzial durch Betrieb der Photovoltaikanlage

Den im letzten Kapitel ermittelten Kosten müssen die Einnahmen bzw. Einsparungen, die durch den Betrieb der PV-Anlage entstehen, gegenübergestellt werden, um die Rentabilität der Anlage zu prüfen. Wie bereits ermittelt könnte die Anlage eine Eigenbedarfsdeckung von 56% mit 839.000kWh erwirtschaften. Auf der einen Seite würde dies bei einem derzeitigen Strombezugspreis von 0,19 EURO/kWh (e-control 2023) eine Kostenersparnis von 159.410 EURO bedeuten. Auf der anderen Seite würde durch die in Kapitel 3.2.1 ermittelte Überversorgung in den Sommermonaten ein Einspeisepotential von 686.000 kWh in das EVU-Netz entstehen. Die Marktpreisentwicklungen sind momentan nur sehr schwer vorherzusagen. Mittelt man die Preise der letzten 5 Jahre so kommt man auf einen Preis von 126,44 EURO/MWh. Dieser Wert wird für die weiterführende Berechnung verwendet. Es könnten somit 86.738 EURO als Einnahmen verzeichnet werden. In Summe kann man mit Einnahmen in der Höhe von 246.148 EURO pro Jahr rechnen.

Wirtschaftlichkeitsbewertung der PV-Anlage mittels Barwertmethode

In Kapitel 3.2.1 wurden jene Dachflächen erhoben, welche für die Stromproduktion am Zetttersfeld in Frage kommen würden. Demzufolge würden von den 114 in Betracht gezogenen Anlagen 37 einer Anlagengröße von 5kW_p, 43 einer Anlagengröße von 10kW_p und 34 einer Anlagengröße von größer 10kW_p zugeordnet werden. In Tabelle 3.6 werden die Errichtungskosten für diese PV-Anlagen anhand der in Tabelle 3.4 ermittelten Werte für PV-Anlagen unterschiedlicher kW_p berechnet. Auch die Betriebskosten werden anhand der zugrunde liegenden Daten aus 3.5 in Tabelle 3.7 zusammengefasst. Am Ende werden in Tabelle 3.8 die Einnahmen den Ausgaben gegenüber gestellt.

3 Energiepotenziale und Energiesystem

Tabelle 3.6: Berechnete Errichtungskosten

Anlagengröße [kWp]	Anzahl PV- Anlagen im Verbandsgebiet nach Größe	Durchschnitts Errichtungskosten in Abhängigkeit der kWp [EURO]	Gesamtkosten [EURO]
5	37	2.021,5	444.730
10	43	1.673,5	717.931,50
10	34	1.065	932.940
Gesamt	114		2.095.601,50

Tabelle 3.7: Berechneten Betriebskosten

Anzahl PV-Anlagen im Verbandsgebiet nach Größe [kWp]	Durchschnitts B & U - Kosten in Abhängigkeit der kWp [EURO]	Gesamtkosten [EURO]
bis 10	10,2	6.619,8
10	8	7.008
Gesamt		13.627,8

Tabelle 3.8: Einnahmen vs. Ausgaben Solarpark

	Art	Betrag [EURO]
Einnahmen /Einsparung	Einspeisepotential	86.738
	Eigenbedarfsdeckung	159.410
Ausgaben	Errichtungskosten gesamt	2.095.602
	Betriebs- Unterhaltskosten	13.628

Mittels der Barwertmethode kann mathematisch bestimmt werden, ab wann sich eine Investition bei bestimmten zu erwartenden Zahlungen amortisiert. Dazu werden alle mit einer Investition in Verbindung stehenden Zahlungsströme eines bestimmten Betrachtungszeitraumes, die sogenannten Cash Flows (CF_i), bestehend aus Einzahlungen (E_i) und Ausgaben (A_i), auf den Zeitpunkt 0 mit einem zu erwartenden Zinsfaktor r abgezinst und addiert (Haas 2017). In Tabelle 3.2.3 sind die für die Bewertung des Barwerts des Solarparks zugrundeliegenden Daten zusammengefasst. Abbildung 3.6 zeigt die Entwicklung des Barwerts über die Laufzeit n . Nach dem elften Jahr ist er positiv.

Tabelle 3.2.3 zeigt zusammengefasst die Parameter für die Berechnung des Barwerts (NPV).

$$NPV = -I_0 + \sum_{i=1}^n \frac{CF_i}{(1+r)^i} + \frac{L}{(1+r)^n} \quad (3.3)$$

Tabelle 3.9: Größen und Einheiten des Barwerts

I_0	Investitionszahlung zum Zeitpunkt 0 [EURO]
CF_i	"Cash Flow zum Zeitpunkt i [EURO]
L	Restwert am Ende der Laufzeit (kann auch negativ sein) [EURO]
r	Zinssatz [%]
n	Betrachtungszeitdauer

Ein positives Ergebnis der Barwertmethode ($NPV > 0$) bedeutet, dass das für die Investition eingesetzte Kapital zumindest mit dem zur Berechnung herangezogenen Kalkulationszinssatz verzinst wird. Somit ist die Wirtschaftlichkeit der Investition unter den getroffenen Annahmen positiv zu bewerten. Für den Solarpark ergibt sich ein NPV von 1.036.623 EURO.

Tabelle 3.10: Parameter zu Berechnung des Barwerts (NPV) des Solarpark

I_0	- Investitionszahlung zum Zeitpunkt 0	2.095.602 EURO
E_i	- Einzahlung zum Zeitpunkt 0	246.148 EURO
A_i	- Ausgaben zum Zeitpunkt 0	13.628 EURO
CF_i	- Cash Flow zum Zeitpunkt 0	232.520 EURO
r	Zinssatz	4,1%
n	Betrachtungszeitraum	20
α	Annuität	0,074
L	Restwert am Ende der Laufzeit	0 EURO
NPV	Barwert	1.036.623 EURO

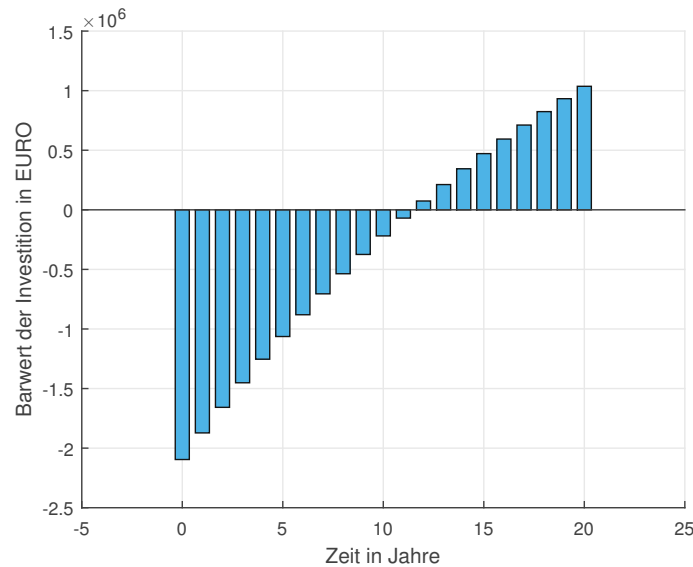


Abbildung 3.6: Barwert in Abhängigkeit der Laufzeit bis 20 Jahre. Die Investitionszahlung zum Zeitpunkt 0 beträgt 2.095.601 EUR, der jährliche Cash Flow beträgt 232.520 EURO/a und der Kalkulationszinssatz 4,1 %, Eigene Darstellung

3.3 Regionalwasserkraftwerk Lienz

Im städtischen Bereich von Lienz sind sowohl der Drau- als auch der Isel-Fluss stark bebaut, und es gibt derzeit keine Pläne für eine Nominierung als Natura-2000-Gebiet. Daher wird kein Ausschlusskriterium für die Errichtung eines Wasserkraftwerks erwartet. Die Bedeutung der Flüsse für die Natur wurde als "mittel" für die Isel und "gering" für die Drau eingestuft (siehe Abbildung 3.7), aber eine Errichtung eines Kraftwerks im Flussvereinigungsgebiet von Isel und Drau wird nicht grundsätzlich ausgeschlossen. Im Bereich der Draubrücke Grafenbach (Lavantaler Straße L 318) könnte durch die Errichtung eines Flusskraftwerks der Wasserspiegel von Drau und Isel angehoben werden, was eine Fallhöhe von bis zu 5,6 m zur energetischen Nutzung bieten würde. Es bedarf jedoch weiterer Untersuchungen hinsichtlich der Auswirkungen auf Brückenbauwerke und Grundwasserstände. Speziell eine Erhöhung des Grundwasserspiegel könnten sich negativ auf umliegenden Keller auswirken (A. Hertl 2017).

3.3.1 Wasserkraftausbau im Spannungsfeld von Umwelt und Klimawandel

Es ist auch wichtig, dass bei der Abwägung der verschiedenen öffentlichen Interessen im Rahmen des wasserrechtlichen Bewilligungsverfahrens nicht nur die wirtschaftlichen

Vorteile der Wasserkraftnutzung, sondern auch die ökologischen Auswirkungen und der Schutz der Wasserkörper berücksichtigt werden. Die Wasserrahmenrichtlinie zielt darauf ab, die Ökosysteme zu schützen und zu verbessern. Allerdings gibt es erhebliche Konflikte mit dem geplanten Ausbau der Wasserkraft, da viele potenzielle Standorte in Gewässern mit sehr gutem ökologischen Zustand liegen, welche durch die Wasserkraftnutzung möglicherweise verschlechtert werden könnten. Gemäß Paragraph 104a des Wasserrechtsgesetzes (WRG) ist eine Abweichung vom Verschlechterungsverbot im Gewässerschutz möglich, wenn ein überwiegendes öffentliches Interesse besteht. Das bedeutet, dass in bestimmten Fällen das öffentliche Interesse an der Realisierung eines Projekts (z.B. Wasserkraftanlage) höher bewertet wird als das Interesse am Schutz des Gewässers (Giesecke, Heimerl und Mosonyi 2014).

Im Alpenraum wird sich der Rückgang des Abflusses aufgrund des Klimawandels besonders stark auf die Energieerzeugung auswirken. Die Bedeutung von Gletschern und Schnee als Wasserspeicher wird abnehmen, da die Gletscher schmelzen und die Schneefälle im Winter abnehmen werden. Dadurch wird der Wasserhaushalt im Alpenraum beeinflusst und die Energieerzeugung aus Wasserkraft wird zurückgehen. In den außeralpinen Regionen wird die Abnahme der Energieerzeugung aus Wasserkraft durch den Klimawandel voraussichtlich geringer ausfallen, da der Wasserkreislauf hier weniger von den klimatischen Veränderungen betroffen ist. Die Energieerzeugung wird sich im Jahresverlauf verschieben, da die Wassermenge im Sommer aufgrund der erhöhten Verdunstung und der abnehmenden Niederschlagsmenge abnimmt. Dies kann zu einer Verschiebung der Energieerzeugung in den Wintermonaten führen. Insgesamt wird der Klimawandel die Energieerzeugung aus Wasserkraft beeinflussen, und es ist wichtig, dass sich die Betreiber von Wasserkraftwerken darauf einstellen und geeignete Maßnahmen ergreifen, um die Energieversorgung aufrechtzuerhalten. Dazu gehören beispielsweise die Optimierung der Betriebsweise von Wasserkraftwerken, die Nutzung von Ersatzenergien und die Förderung der Energieeffizienz (**auf Klimawandel**).

3.3.2 Erhebung der Modellparameter im Zusammenhang mit dem Regionalkraftwerk

Im folgenden wird anhand der am Pegel Lienz Peggetz erfassten Wassermenge der jahreszeitliche Verlauf der Drau modelliert. Ziel ist es eine Durchflussmenge für das Kraftwerk zu ermitteln.

Wassermenge und Jahreszeitlicher Verlauf

Die Isel ist ein vor allem durch Gletscher gespeister Fluss und hat ein Einzugsgebiet von $1198,7 \text{ km}^2$. Die Drau weist ein Einzugsgebiet von 668 km^2 auf. Die Erfassung der

3 Energiepotenziale und Energiesystem

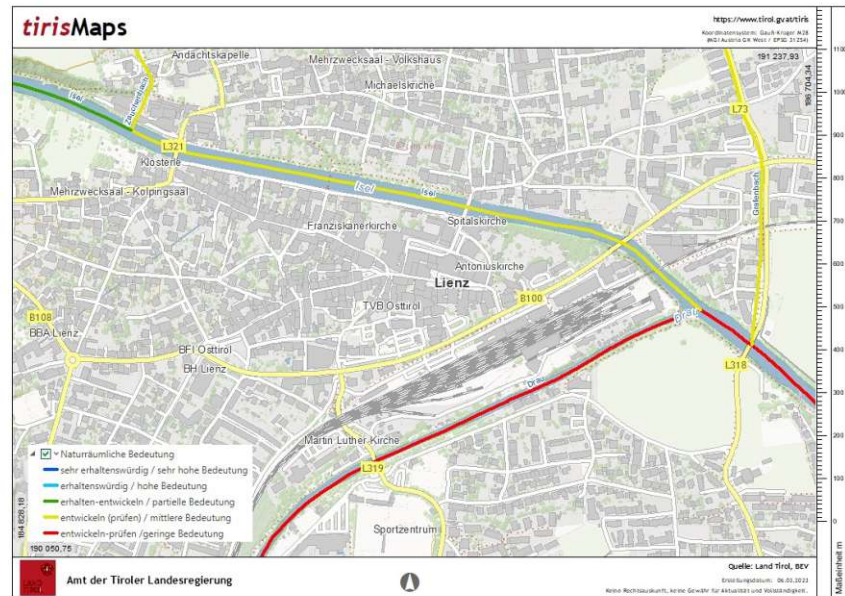


Abbildung 3.7: Naturräumliche Bedeutung der Drau, Isel und ihres Zusammenflusses, (LandTirol 2023)

Wasserpegel erfolgt im Stadtgebiet von Lienz (HHQ $720,0 \text{ m}^3/\text{s}$, NQT $3,000 \text{ m}^3/\text{s}$, NNQ $3,000 \text{ m}^3/\text{s}$, Betreiber: Hydrographische Dienst Tirol) für die Isel und am Falkensteinsteig (HHQ $156,0 \text{ m}^3/\text{s}$, NQT $3,610 \text{ m}^3/\text{s}$, NNQ $0,694 \text{ m}^3/\text{s}$, Betreiber: Tiroler Wasserkraft AG) für die Drau. Der Zusammenfluss wird am Pegel Lienz Peggetz (HHQ $789,0 \text{ m}^3/\text{s}$, NQT $7,830 \text{ m}^3/\text{s}$, NNQ $5,130 \text{ m}^3/\text{s}$, Betreiber: Verbund Hydro Power AG) gemessen.

Abbildung 3.8 zeigt den Mittelwert aus den Messwerten zwischen 1971 und 2018 der Abflussdaten des Lienz-Peggetz Pegels an der Drau. Dieser Pegel befindet sich flussabwärts des geplanten Krafthauses und bietet aufgrund der langen Aufzeichnungsperiode eine solide Grundlage für die grobe Konzeption der geplanten Kraftwerksanlage. Der Wasserpegel variiert im Laufe des Jahres stark ($14 \text{ m}^3/\text{s}$ im Feber zu $126 \text{ m}^3/\text{s}$ im Juni). In der Regel erreicht der Pegel im Sommer aufgrund der Schneeschmelze und der höheren Temperaturen den Höchststand und im Winter den Tiefststand. Es können auch saisonale Schwankungen auftreten, die auf Niederschlagsmuster oder klimatische Bedingungen zurückzuführen sind.

Gemäß Wasserrahmenrichtlinie (Gesamte Rechtsvorschrift für Qualitätszielverordnung Ökologie Oberflächengewässer, Fassung vom 25.03.2023) ist der ökologisch notwendige Mindestabfluss gegeben, wenn eine Basiswasserführung ständig im Gewässerbett vorhanden ist, die größer ist als der Wert für das natürliche niederste Tagesniederwasser ($\text{NQ}_{\text{Restwasser}} > \text{NQ}_{\text{t natürlich}}$). Dieser stellt in Gewässern jene Menge und Dynamik der

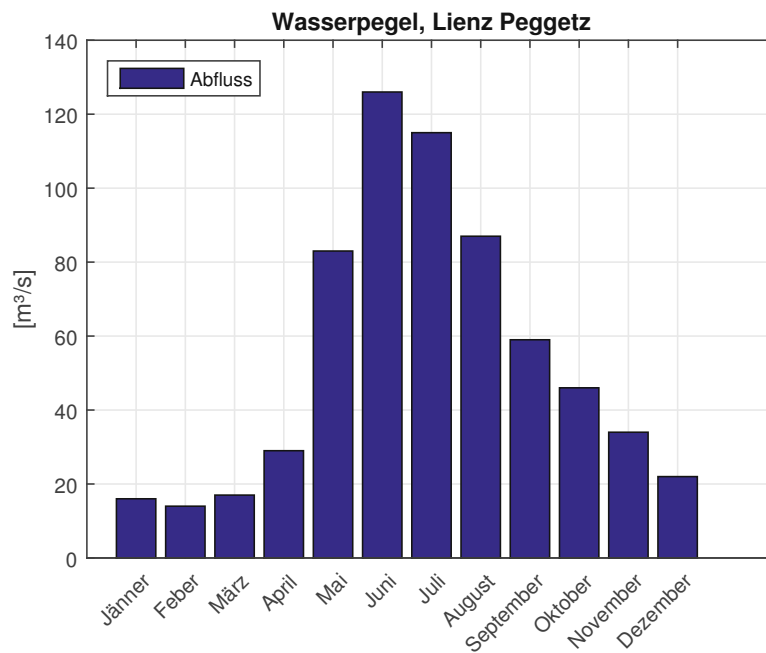


Abbildung 3.8: Pegel Lienz Peggetz im Jahresverlauf, Verbund Hydro Power AG, Eigene Darstellung

Strömung und die sich daraus ergebende Verbindung zum Grundwasser sicher, dass die für den guten Zustand festgelegten Werte für die biologischen Qualitätskomponenten mit an Sicherheit grenzender Wahrscheinlichkeit erreicht werden. Somit wird für das Regionalkraftwerk eine Restwassermenge = Niedrigwasser (NQT) = $7,830 \text{ m}^3/\text{s}$ veranschlagt. Der Gesamtdurchfluss des Regionalkraftwerks ist um diesen Wert zu reduzieren.

3.3.3 Auswertung im Zusammenhang mit dem Regionalkraftwerk

Aus dem im vorhergehenden Kapitel ermittelten Gesamtdurchfluss wird nun die mögliche Energieerzeugung berechnet. Daraus werden im nachfolgenden Kapitel die groben Kraftwerkskennzahlen ermittelt. Darauf aufbauend wird im Anschluss der möglichen Erzeugung von Energie der in Kapitel 3.1.2 ermittelte Verbrauch gegenübergestellt.

Kraftwerkskennzahlen

Um über den Gesamtdurchfluss auf die Kenngrößen des Regionalkraftwerks zu gelangen werden die in weiterer Folge durchgeführten Berechnungen von Arbeit und Leistung über nachstehende Formeln berechnet. Im Zuge unserer Modellvorstellung wird der

Gesamtdurchfluss um die Restwassermenge reduziert. Typischerweise liegen bei Laufwasserkraftanlagen die Volllaststunden im Bereich von 4 000 bis 6 000 h. Für die Berechnung wurden sie mit 6000h angenommen. Der Wirkungsgrad ist mit $\eta = 85\%$ in der Berechnung berücksichtigt. Die Fallhöhe, Ausbauwassermenge und Grobbkosten wurden laut (A. Hertl 2017) mit $5.6m$, $70m^3/s$ und 10 - 16 Mio. EURO übernommen. Es ist aber davon auszugehen, dass sich die Baukosten in den letzten Jahren stark erhöht haben und deshalb die Annahme nur mehr zum Teil ihre Gültigkeit hat. Größen und Einheiten liefert Tabelle 3.11. Eine Zusammenfassung der Parameter des Regionalkraftwerks liefert Tabelle 3.12 (Giesecke, Heimerl und Mosonyi 2014).

$$P = g \cdot \rho \cdot Q \cdot \Delta h \quad (3.4)$$

$$W = P \cdot t = g \cdot \rho \cdot Q \cdot \Delta h \cdot t \quad (3.5)$$

Tabelle 3.11: Größen und Einheiten des Regionalkraftwerk, (Giesecke, Heimerl und Mosonyi 2014)

P	Leistung [W]
W	Regelarbeitsvermögen [kwh]
g	Erdbeschleunigung [m/s^2]
ρ	Dichte von Wasser [kg/m^3]
Q	Durchfluss [m^3/s]
Δh	Fallhöhe [m]
t	Zeit [s]

Die so ermittelten Werte sind in Tabelle 3.12 zusammengefasst. Der Vollbetrieb ist mit 105 Tagen zwischen Mitte Mai und Ende August möglich. Das Regelarbeitsvermögen entspricht mit $10,6GWh$ ungefähr dem 7-fachen im Vergleich zu den Dachflächen aus Kapitel 3.2. Vergleicht man den jahreszeitlichen Verlauf der Erzeugung mit dem des Verbrauch aus Kapitel 3.1.2 fällt auf, dass der Energiebedarf vor allem in den Wintermonaten groß ist (Giesecke, Heimerl und Mosonyi 2014).

3.3.4 Investitionskosten des Regionalkraftwerks

Unternehmen setzen je nach Anforderungen und Zielsetzungen unterschiedliche Bewertungs- und Beurteilungsverfahren ein, die alle auf das wirtschaftliche Handeln abzielen, d.h. die zur Verfügung stehenden finanziellen Mittel möglichst optimal im Sinne des Unternehmenszieles einzusetzen. Betriebswirtschaftliche Verfahren haben das Ziel, Gewinne zu maximieren und Verluste zu minimieren. Gesamtwirtschaftliche Betrachtungen beziehen zusätzlich gesamtgesellschaftliche, soziale und ökologische Ziele mit ein. Beide

Tabelle 3.12: Kenngrößen des Regionalkraftwerk

Kennziffer	Kennwert
Ausbauwassermenge	rund 70 m/s
Überschreitungsdauer	rund 105 Tage
Fallhöhe	5,6m
Leistung	rund 3,2MW
Regelarbeitsvermögen	rund 10,6GWh
Wirkungsgrad	$\eta = 85\%$
Volllaststunden	6000h
Grobkosten	rund 12,5 - 19,8 Mio. EURO Stand: 2014

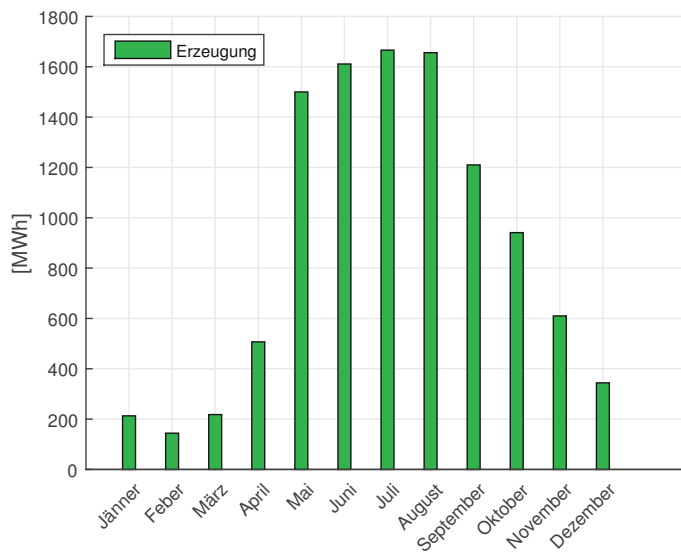


Abbildung 3.9: Stromerzeugung im Jahresverlauf, Eigene Darstellung

Tabelle 3.13: spezifische Investitionskosten von Lauf- und Schwellwasserkraftwerken, (Hofer 2018)

Kraftwerksgröße	Minimum EURO/kW	Maximum EURO/kW	Mittelwert EURO/kW
1-10 MW	1.603	10.810	3.173
10-100 MW	1.019	8.974	3.628
100 MW	1.467	4.434	3.424

Ansätze stehen jedoch nicht im Widerspruch zueinander, sondern ergänzen sich in der Informationsbereitstellung für Entscheidungsträger. Ähnlich Kapitel 3.2.3 werden Umweltkosten, die mit der Herstellung der Anlagen und dem damit verbundenen Verbrauch von Ressourcen und der Emission von Treibhausgasen einhergehen, erst in Kapitel 4 im Rahmen der Sensitivitätsanalyse dargestellt. Die Kosten für ein Laufkraftwerk bestehen aus mehreren Komponenten, während im Folgenden die einmaligen Baukosten sowie die laufenden Betriebs- und Wartungskosten genauer untersucht werden (Giesecke, Heimerl und Mosonyi 2014).

Eine Studie hat gezeigt, dass die spezifischen Investitionskosten von Laufkraftwerken stark variieren können welche Tabelle 3.13 aufzeigt. Die Baukosten werden vor allem durch Umweltfaktoren wie Wassermenge und Gefälle beeinflusst. In Ländern mit höherem Preisniveau sind die Investitionskosten in der Regel höher. Es besteht auch eine Abhängigkeit der Kosten von der Leistung, wobei der mittlere Leistungsbereich die höchsten Kosten verursacht. Aufgrund von Preissteigerungen müssen die spezifischen Investitionskosten indexiert werden. Deshalb kann zwischen 3918 EURO/kWh und 6175 EURO/kWh (3.173 EURO/kWh und 5000 EURO/kWh, Stand 2018) ausgegangen werden (Hofer 2018).

Betriebskosten des Regionalkraftwerks

Die Kosten eines Wasserkraftwerkes gliedern sich in die sehr hohen Anfangsinvestitionskosten und die jährlichen Aufwendungen, wie die fixen und variablen Betriebs- und Wartungskosten. Die jährlichen Kosten für den Betrieb und die Wartung einer Wasserkraftanlage machen im Allgemeinen einen vergleichsweise kleinen Anteil der Investitionskosten aus, nämlich etwa 3,0-5,0 %. Diese Kosten können weiter unterteilt werden, wobei etwa 0,5-1,5 % auf die Baukosten und 2,5-3,5 % auf die elektromaschinelle Ausrüstung entfallen. Die Höhe der Kosten hängt dabei auch von der Wartungsintensität der Anlage ab und der prozentuale Anteil nimmt in der Regel mit der Größe der Anlage ab. In weiterer Folge werden 3% der Investitionskosten für die jährlichen Betriebskosten veranschlagt. Das sind 594.000 EURO (Giesecke, Heimerl und Mosonyi 2014).

- Betriebs- und Wartungskosten:

- Materialaufwendungen: Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe
- Personalaufwand
- Sonstiger betrieblicher Aufwand: Instandhaltungskosten, Rechengutbeseitigung und Versicherungskosten
- Kapitalkosten und Abschreibung
- Wasserzins und Wassernutzungsentgelt

Wirtschaftlichkeitsbewertung des Regionalkraftwerks mittels Barwertmethode

In Kapitel 3.3.3 wurde aus dem Wasserpegel das mögliche Regelarbeitsvermögen des Regionalkraftwerks ermittelt. Mit dem Regelarbeitsvermögen und dem Strom-Verkaufspreis von 126,44 *EURO/MWh* wurde auf die möglichen Einnahmen geschlossen. Die für Bau und Betrieb ermittelten Kosten wurden in Kapitel 3.3.4 und Kapitel 3.3.4 näher betrachtet. Diese Werte sind nochmals in Tabelle 3.14 zusammengestellt.

Tabelle 3.14: Einnahmen vs. Ausgaben Regionalkraftwerk

	Art	Betrag [EURO]
Einnahmen /Einsparung	Einspeisepotential max.	1.340.264
Ausgaben	Errichtungskosten gesamt	19.800.000
	Betriebs- Unterhaltskosten	594.000

Tabelle 3.3.4 fasst die Eingangsgrößen für die Barwertermittlung zusammen.

Abbildung 3.10 zeigt die Entwicklung des Barwerts über die Laufzeit. Er wird in der gesamten Laufzeit nicht positiv.

Tabelle 3.15: Parameter zu Berechnung des Barwerts (NPV) des Regionalkraftwerks

I_0	- Investitionszahlung zum Zeitpunkt 0	19.800.000 EURO
E_i	- Einzahlung zum Zeitpunkt 0	1.340.264 EURO
A_i	- Ausgaben zum Zeitpunkt 0	594.000 EURO
CF_i	- Cash Flow zum Zeitpunkt 0	746.264 EURO
r	Zinssatz	4,1%
n	Betrachtungszeitraum	20
α	Annuität	0,074
L	Restwert am Ende der Laufzeit	0 EURO
NPV	Barwert	-9.747.246 EURO

3 Energiepotenziale und Energiesystem

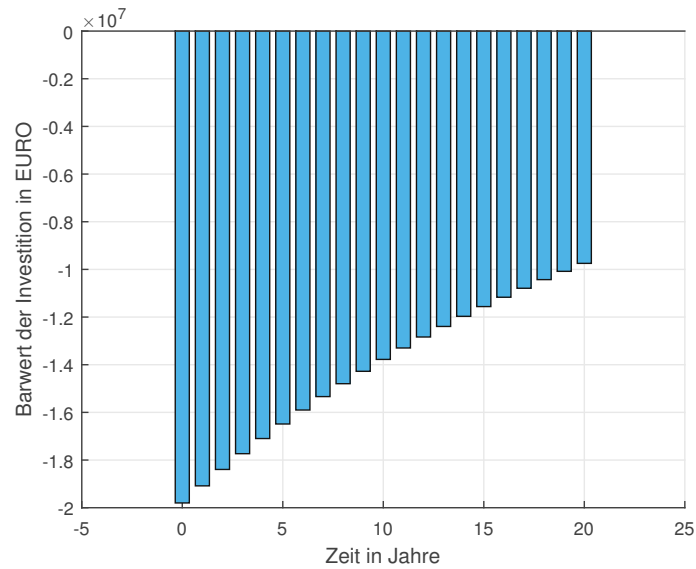


Abbildung 3.10: Barwert in Abhängigkeit der Laufzeit bis 20 Jahre. Die Investitionszahlung zum Zeitpunkt 0 beträgt 19.800.000 EUR, der jährliche Cash Flow beträgt 1.340.264 EUR/a und der Kalkulationszinssatz 4,1 %, Eigene Darstellung

Ein negatives Ergebnis der Barwertmethode ($NPV < 0$) bedeutet, dass das für die Investition eingesetzte Kapital nicht wirtschaftlich angelegt ist. Somit ist die Wirtschaftlichkeit der Investition unter den getroffenen Annahmen als negativ zu bewerten. Für das Regionalkraftwerk ergibt sich ein NPV von -9.747.246 EURO.

3.4 Batteriespeicher Rechenzentrum

Seitens des Planungsverband 36 stehen bereits Pläne betreffend dem Ausbau des Regionets um ein Rechenzentrum im Raum. Dieses soll nahe des Bezirkskrankenhauses Lienz untergebracht werden, um die Abwärme der Rechner als Fernwärme zu nutzen. Die Energieversorgung soll nachhaltig sein. Die regenerative Erzeugung bringt jedoch auch eine fluktuierende und dargebotsabhängige Einspeisung mit sich. Auf Basis von bestehender Infrastruktur wird deshalb in der vorliegenden Arbeit ein Batteriespeicher ausgelegt und auf seine Wirtschaftlichkeit untersucht. Für mögliche Energiegemeinschaften oder Photovoltaikanlagen auf kommunalen Gebäuden ist eine solche Speichermöglichkeit sehr interessant. Ein Batteriespeicher kann auch dazu beitragen, den Stromverbrauch des Rechenzentrums zu optimieren, indem er überschüssigen Strom speichert, der zu Zeiten geringer Auslastung produziert wird, und ihn zu Spitzenzeiten freisetzt, wenn mehr Strom benötigt wird. Dies kann dazu beitragen, die Stromkosten zu senken und die Energieeffizienz des Rechenzentrums zu verbessern.

3.4.1 Grundlagen der Energiespeicherung

Jeder Energiespeicher erfordert eine Energieumwandlung und ist somit nach dem 1. Hauptsatz der Thermodynamik auch mit Verlusten behaftet. Die Wandlung erfolgt dazu zwischen mechanischer Energie, thermischer Energie, Lichtenergie, elektrischer Energie, chemischer Energie und im weiteren Sinne auch der Kernenergie. Grundsätzlich unterscheidet man zwischen Kurzzeitspeicher und Langzeitspeichern. Dabei liefern Kurzzeitspeicher Spitzenleistungen im Bereich von Sekunden bis Minuten und Langzeitspeicher dienen der Lastverschiebung über Stunden bis Tage. Elektrochemische Speicher sind eine vielversprechende Technologie, um die Herausforderungen im Zusammenhang mit der Nutzung erneuerbarer Energien zu bewältigen. Sie können als Baustein einer intelligenten und dezentralen Energieversorgung eingesetzt werden und tragen dazu bei, die Stabilität von Leitungsnetzen zu erhöhen. Im Folgenden werden Lithiumionen-Akkumulatoren näher betrachtet. Für eine langfristige Überbrückung der Energieversorgung ist die chemische Speicherung von Wasserstoff vielversprechend. Überschüssige elektrische Energie kann über Elektrolyse in Wasserstoff gewandelt werden. Elektrolyse bedeutet die Zersetzung eines festen, flüssigen oder schmelzflüssigen Ionenleiters (Elektrolyt) durch den elektrischen Strom. Im Anschluss wird der Wasserstoff in Druckbehältern durch Verdichten komprimiert und ermöglicht so eine nachhaltige Energiespeicherung. Die Reaktionen der Elektrolyse sind grundsätzlich umkehrbar und laufen bei der Wasserstoffoxidation in der Brennstoffzelle rückwärts. Aus diesem Grund ist Rückumwandlung in elektrischen Strom in der Brennstoffzelle möglich. Dieses Grundlegende Prinzip wird neben den Lithiumionen-Akkumulatoren im Folgenden kurz erläutert (Kurzweil und Dietlmeier 2016).

Lithiumionen-Batterien

Lithium ist das leichteste Metall und das am wenigsten dichte Feststoffelement. Es hat eine hohe Reaktivität und kann bei Kontakt mit Wasser oder Luft entflammen. Aufgrund des Normalpotentials von $E_0 = 3,045V$ sind Batterien mit hoher Energie und Leistung möglich. Lithiumionen-Batterien verwenden Kohlenstoff als negatives Elektrodenmaterial (Anode) und Metalloxide als positives Elektrodenmaterial (Kathode). Diese Elektroden sind in der Regel in einer Lösung eines Lithiumsalzes in einem organischen Lösungsmittel eingebettet. Wenn die Batterie entladen wird, dringen Lithiumkationen durch den Elektrolyten in die positive Elektrode ein und wandern zum negativen Pol der Batterie, wo sie von Kohlenstoff aufgenommen werden (siehe 3.11). Dabei entsteht eine elektrische Spannung zwischen den Elektroden. Hauptprobleme von Lithiumionen-Batterien sind der brennbare Elektrolyt und die Rohstoffproblematik (Kurzweil und Dietlmeier 2016). (Elektrochemische Speicher) Für die Betrachtung des Rechenzentrums im Rahmen dieser Arbeit wird in weiterer Folge die Energiespeicherung mittels Lithiumionen-Batterien näher analysiert.

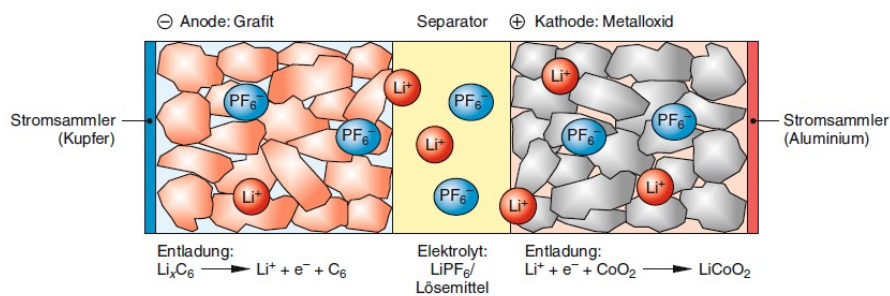


Abbildung 3.11: Standardvariante einer Li-Ionen-Batterien, (Kurzweil und Dietlmeier 2016)

Wasserstoff als Langzeitspeicher

Im Vergleich zu Kohlenwasserstoffen und Verbrennungsprozessen hat die Technologie des Wasserstoffs einen energetischen Nachteil, da bei der Herstellung und Speicherung des Wasserstoffs viel Energie verloren geht. Dies liegt daran, dass Wasserstoff in der Regel aus Wasser durch Elektrolyse hergestellt wird, ein Prozess, der viel Energie erfordert. Auch die Lagerung von Wasserstoff ist aufgrund seiner hohen Flüchtigkeit und seines geringen Dichteenergiegehalts anspruchsvoll und erfordert spezielle Tanks und Infrastrukturen.

Trotz dieser Nachteile bietet die Wasserstofftechnologie jedoch zahlreiche Vorteile in Bezug auf nachhaltige Energiespeicherung und langfristige Verfügbarkeit. Wasserstoff ist ein erneuerbarer Brennstoff und kann aus erneuerbaren Energiequellen wie Sonnen- und Windenergie hergestellt werden. Darüber hinaus emittiert Wasserstoff bei der Verbrennung nur Wasser, was im Vergleich zu Kohlenwasserstoffen eine deutlich geringere Umweltbelastung darstellt. Diese kurze Einführung in die Wasserstofftechnologie sollte eine weitere Möglichkeit aufzeigen um eine Energiespeicherung zu ermöglichen. Im Folgenden werden jedoch nur die Lithiumionen-Batterien weiter betrachtet (Kurzweil und Dietlmeier 2016).

3.4.2 Erhebung der Modellparameter Batteriespeicher Rechenzentrum

Die Modellparameter eines Batteriespeichersystems für ein Rechenzentrum können je nach den spezifischen Anforderungen und Bedingungen variieren. Ziel soll es sein das Rechenzentrum aus erneuerbaren Energien zu versorgen. Somit soll die Hauptaufgabe des Energiespeichers sein, mögliche Schwankungen in der Produktion auszugleichen. Nebenbei, aber genauso wichtig, ist es den Betrieb des Rechenzentrums zu jeder Zeit aufrecht zu erhalten.

Energiebedarf eines Rechenzentrums

Ein typisches Rechenzentrum verbraucht eine erhebliche Menge an Energie, da es ständig in Betrieb ist und eine konstante Stromversorgung benötigt. Wissenschaftliche Literatur dafür zu finden erweist sich als sehr schwierig. Die meisten Rechenzentren verbrauchen mehr Energie für Kühl- und Lüftungssysteme als für die eigentliche Datenverarbeitung. Der Power Usage Effectiveness (PUE) gibt an, wie viel Energie in den Betrieb des IT-Systems im Verhältnis zur gesamten Energieaufnahme fließt. Moderne Rechenzentren, die einen PUE-Wert von 1,2 oder besser aufweisen, gelten heutzutage als äußerst effizient. Diese Rechenzentren nutzen weniger als 20 Prozent ihrer Gesamtenergie für den Betrieb ihrer Infrastruktur, während konventionelle und nicht optimierte Rechenzentren in der Regel einen PUE-Wert von mehr als 1,5 haben, der im schlimmsten Fall sogar bei etwa 2 liegen kann. Dies bedeutet, dass fast die Hälfte der Energie, die diese Rechenzentren verbrauchen, nicht für ihre Hauptfunktion, die Informationsverarbeitung, verwendet wird. Für die weiterführenden Berechnungen wird ein Kleinrechenzentrum mit 1000 Servern, welche 400W Leistung aufweisen und somit eine Gesamtenergie von 5,26GWh pro Jahr verbrauchen, angenommen (Cole 2011).

Tabelle 3.16: Kenngrößen eines Kleinrechenzentrums

Serveranzahl	1000
Leistung pro Server	400W
PUE	1,5
Gesamtleistung	600kW
Energieverbrauch	5,26GWh/a

Dimensionierung des Batteriespeichers

In Folge wird davon ausgegangen, dass die Versorgung des Batteriespeichers über Photovoltaikanlagen erfolgt. Diese können in Privatbesitz stehen und zu einer Energiegemeinschaft zusammen geschlossen sein oder sich auf kommunalen Gebäuden befinden. Die Installation von PV-Anlagen mit Batteriespeicher im privaten Bereich hat das Potenzial, die Energiekosten für Verbraucher zu senken, da sie unabhängig von Schwankungen der Strompreise und der Unbeständigkeit der solaren Einstrahlung sind. Zudem verbessert die Installation von Batterien in einem Stromnetz die Stabilität der Stromversorgung, indem sie größere Spannungs- und Frequenzschwankungen am Umspannwerk verhindert. Daher besteht für private oder gewerbliche Kunden ein wirtschaftlicher Anreiz, eine PV-Anlage mit Batteriespeicher zu installieren, um die Kosten für von Netzbetreibern bereitgestellte Energie zu reduzieren und möglicherweise Einnahmen zu erzielen, indem sie überschüssige Energie an das Netz verkaufen, wenn Net Metering (=Modell zur Vergütung von Strom) angeboten wird.

Um die optimale Größe des Batteriespeichers zu ermitteln, wird die Zielfunktion des Optimierungsproblems aus (Cervantes und Choobineh 2018) übernommen. Ungleichungs-, Gleichungsbedingungen und Variablen sind im Anhang X definiert.

$$\text{Minimize}[f_{PV}y_{PV} + (c_{PV} + c_{PV}^L)x_{PV} + c_Bx_B + \quad (3.6)$$

$$\sum_t \sum_\omega \pi(t, \omega)[c(t, \omega)P_G(t, \omega) - s(t, \omega)P_{PV,G}(t, \omega)] \quad (3.7)$$

Das Modell erhebt die optimale Anzahl an Solarpaneelen und Batterien, indem es die durchschnittlichen Kosten für Investitionen in das System und die Kosten für den Kauf von Strom aus dem Netz über einen Planungshorizont minimiert. Bei der Dimensionierung eines Speichersystems gibt es aufgrund der Batteriekosten und unterschiedlichen Eigenschaften von kommerziellen Batterien keine allgemein übliche Vorgehensweise. Deshalb wird der Batteriespeicher halb so groß (7,2MWh) als der tägliche Energiebedarf von 14,4MWh angenommen (Cervantes und Choobineh 2018).

Tabelle 3.17: Größen und Einheiten des Optimierungsproblems, (Cervantes und Choobineh 2018)

f_{PV}	Fixkosten für das Systemgleichgewicht der Installation [Dollar]
y_{PV}	Entscheidungsvariable ob System installiert, ($y_{PV} = 1$) oder nicht ($y_{PV} = 0$)
c_{PV}	Kosten für ein PV-Modul [Dollar/Panel]
c_{PV}^L	Kosten für Installation eines PV-Moduls [Dollar/Panel]
x_{PV}	Anzahl der installierten PV-Module
c_B	Kosten für eine Batterieeinheit [Dollar/Einheit]
x_B	Anzahl der installierten Batterieeinheiten
t	Zeit [h]
ω	Wahrscheinlichkeitsindex
$\pi(t, \omega)$	Wahrscheinlichkeit für das Szenario ω während der Zeit t
$c(t, \omega)$	Durchschnittliche Stromkosten während der Zeit t und der Wahrscheinlichkeit ω [Dollar/ kWh]
$P_G(t, \omega)$	vom Netz bezogene Leistung [kW]
$s(t, \omega)$	Marktpreis für das Szenario ω während der Zeit t [Dollar/ kWh]
$P_{PV,G}(t, \omega)$	in das Netz eingespeiste Leistung [kW]

3.4.3 Auswertung im Zusammenhang mit dem Batteriespeicher

Die Schätzungen der Experten zur Batteriekostenentwicklung im Jahr 2020 unter Berücksichtigung der aktuellen Forschungs- und Entwicklungsförderung variieren stark. Sie liegen zwischen 165 Dollar/ kWh und 548 Dollar/ kWh . Die Unterschiede resultieren teilweise aus unterschiedlichen Annahmen hinsichtlich der aktuellen Kosten und Leistungsfähigkeit (Le Varlet u. a. 2020). Oft geht die Literatur (Le Varlet u. a. 2020) von dem 10- kWh -Tesla-Heimbatteriepack als Benchmark für aktuelle Batteriekosten aus. Aktuell (03.02.2023) ist dieser für 805 EURO/ kWh zu finden. Der Tesla Megapack kostet laut Internet Recherchen ca. 450 EURO/ kWh - 333 EURO/ kWh (Donath 2023).

Durch die Weiterentwicklung des Kathodenmaterials (cobalt-free cathode) bei Anwendungen, wo die Leistungsdichte der Batterieeinheiten nicht im Vordergrund steht, ist von einer Preisreduktion auszugehen. Für die weiterfolgende Berechnung werden Kosten von 200 EURO/ kWh angenommen (Le Varlet u. a. 2020).

3.4.4 Investitionskosten des Batteriespeicher

Mit den angenommenen Batteriekosten von 200 EURO/ kWh aus Kapitel 3.4.3 und der in Kapitel 3.4.2 berechneten Batteriekapazität von 7,2 MWh ergeben sich Investitionskosten von 1,44 Mio. Euro für den Batteriespeicher.

Wirtschaftlichkeitsbewertung des Batteriespeichers mittels Barwertmethode

Die Einzahlungen des Batteriespeicher setzen sich aus der Differenz zwischen dem Strom-Bezugspreis und dem Strom-Verkaufspreis multipliziert mit den Ladezyklen zusammen. In Kapitel 4 werden für die Sensitivitätsanalyse beide Preise variiert. Für die folgende Berechnung wurde aber ein Strom-Bezugspreis von 19 EURO/kWh und ein Strom-Verkaufspreis von 12,6 EURO/kWh angenommen. Die Differenz macht 0,064 EURO/kWh aus. Der Ladezyklus soll im Durchschnitt zumindest eine vollständige Be- und Entladung pro Tag sein, wobei eine Vollentladung ausgeschlossen werden muss, um die Batterie nicht frühzeitig zu zerstören.

$$E_i = (p_M - p_V * x) \quad (3.8)$$

Tabelle 3.18: Berechnung der Einzahlungen des Batteriespeichers

E_i	Einzahlungen [EURO]
p_M	Strommarktpreis [EURO]
p_V	Stromverkaufspreis [EURO]
x	Ladezyklen

Als Ausgaben oder Betriebskosten sind 1% der Investitionskosten pro Jahr veranschlagt worden. In Tabelle 3.19 sind alle Parameter der Barwertberechnung zusammengefasst.

Abbildung 3.12 zeigt die Entwicklung des Barwerts über die Laufzeit. Ab dem vierzehnten Jahr ist dieser positiv. Die Berechnung basiert vor allem auf Annahmen aus der Literatur. Ausschlaggebend sind dabei vor allem die Batteriepreis- und Strompreisentwicklung. Mit sinkenden Batteriepreisen und steigenden Strompreisen wird eine Speicherung von erneuerbaren Energien immer wirtschaftlicher. Auch die CO_2 -Bepreisung würde sich positiv auf die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers auswirken, da zur Überbrückung von Lastspitzen momentan vor allem Gaskraftwerke eingesetzt werden. Diese könnten durch dezentrale Batteriespeicher ersetzt werden. Nach 20 Jahren erhält man einen Barwert von 428.302 EURO. Die Investition ist also als positiv zu bewerten.

Tabelle 3.19: Einnahmen vs. Ausgaben Batteriespeicher

	Art	Betrag [EURO]
Einnahmen /Einsparung	Speicherpotential max.	167.493
	Ausgaben	
	Errichtungskosten gesamt	1.440.000
	Betriebs- Unterhaltskosten	28.800

3.4 Batteriespeicher Rechenzentrum

Tabelle 3.20: Parameter zu Berechnung des Barwerts (NPV) des Batteriespeichers

I_0	- Investitionszahlung zum Zeitpunkt 0	1.440.000 EURO
E_i	- Einzahlung zum Zeitpunkt 0	167.493 EURO
A_i	- Ausgaben zum Zeitpunkt 0	28.800 EURO
CF_i	- Cash Flow zum Zeitpunkt 0	138.693 EURO
r	Zinssatz	4,1%
n	Betrachtungszeitraum	20
α	Annuität	0,074
L	Restwert am Ende der Laufzeit	0 EURO
NPV	Barwert	428.302 EURO

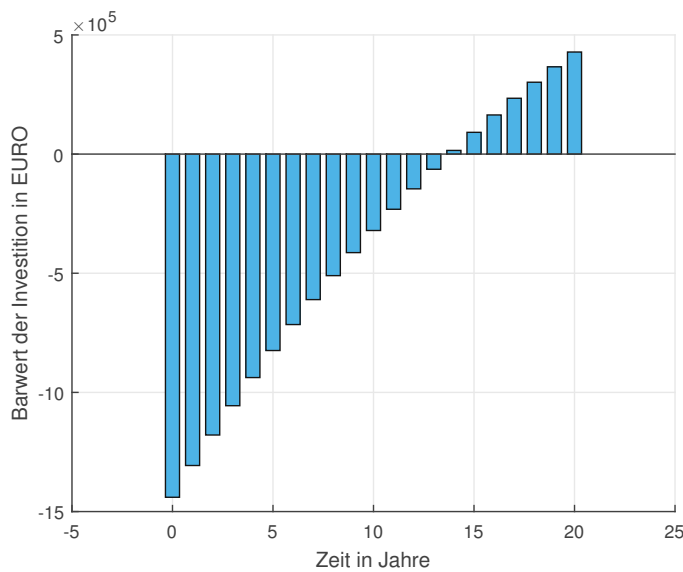


Abbildung 3.12: Barwert in Abhängigkeit der Laufzeit bis 20 Jahre. Die Investitionszahlung zum Zeitpunkt 0 beträgt 1.000 EUR, der jährliche Cash Flow beträgt 138.693 EUR/a und der Kalkulationszinssatz 4,1 %, Eigene Darstellung

4 Kosten/Nutzen-Analyse – Ökonomische Potenziale

Im folgenden werden die Ergebnisse der einzelnen Technologien gegenübergestellt und weitere Kosten erhoben, die sich auf alle drei Referenzszenarien gleichermaßen auswirken. Ziel ist es, eine Entscheidungsgrundlage für eine qualifizierte Prioritätensetzung auf gesellschaftlicher Ebene zu schaffen, um begrenzte Ressourcen effektiv zu nutzen. Im Rahmen der nachfolgenden Kapitel werden die ökonomischen Potenziale der verschiedenen Technologien zur Energieversorgung im Planungsverbandsgebiet unter Berücksichtigung volkswirtschaftlicher Gesichtspunkte untersucht. Es soll dabei ermittelt werden, welche Technologiezusammensetzung zur Energieversorgung die kosteneffizienteste ist und welches ökonomische Potenzial jeder Technologie zugeschrieben werden kann. Diese Ergebnisse können dann dazu beitragen, fundierte Entscheidungen hinsichtlich der optimalen Energieversorgung zu treffen, um begrenzte Ressourcen effektiver zu nutzen und die Energieeffizienz zu erhöhen.

In Kapitel 3 wurden für Photovoltaik, Wasserkraft und einen Batteriespeicher bereits die Investitionskosten sowie die Einnahmen aus der Stromerzeugung erhoben. Im Folgenden werden diese Ergebnisse auf ihre Sensitivität gegenüber folgenden Faktoren untersucht. Dabei werden verschiedene Szenarien betrachtet, in denen Veränderungen auf die Ergebnisse Einfluss haben können.

- Variation des Strom-Bezugspreispreises
- Variation des Strom-Verkaufspreises
- CO_2 Bepreisung
- Zinssatz

4.1 Sensitivität der Ergebnisse auf die Strom-Bezugspreis

Die Entwicklung des Strom-Bezugspreis hängt von vielen Faktoren ab. Beispielsweise können auf der einen Seite die Nachfrage, die Erzeugungskapazität, die Energiepolitik oder die Verfügbarkeit von Rohstoffen eine Rolle spielen. Die nicht abschätzbare Entwicklung des Gaspreises macht eine Prognose des zukünftigen Strom-Bezugspreis komplex. Auf der anderen Seite können verschiedene Maßnahmen zur Förderung von erneuerbaren Energien dazu beitragen, den Strompreis langfristig zu stabilisieren oder sogar zu senken. In Tirol wird die Stromerzeugung überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen wie Wasserkraftwerken gewonnen. Bei dieser Art der Stromerzeugung sind die Stromgestehungskosten in der Regel günstiger als die Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen, was dazu beitragen kann, den Strompreis stabil zu halten. Man kann derzeit von einem Strombezugspreis von $0,19 \text{ EURO}/kWh$ ausgehen. (<https://www.econtrol.at/preismonitor>). Die Eigenbedarfsdeckung von 839 MWh bei einem Bezugspreis von $0,19 \text{ EURO}/kWh$ wirkt sich wesentlich größer auf den Barwert aus, als die Einspeisung von 686 MWh bei einem Marktpreis von $126,44 \text{ EURO}/MWh$, wie in den Abbildungen 4.1 und 4.3 grafisch dargestellt ist.

4.1.1 Variation des Strom-Bezugspreis am Beispiel Solarpark

Der Barwert einer Photovoltaik-Anlage ist der Wert, den die zukünftigen Einnahmen aus der Stromerzeugung zum aktuellen Zeitpunkt haben. Je höher der Barwert ist, desto rentabler ist die Photovoltaik-Anlage. In der vorliegenden Annahme ersetzt die Erzeugung aus Sonnenenergie den Stromverbrauch von Liftanlagen, Häusern und Hotels. Wenn der Strom-Bezugspreis steigt, steigt auch der Barwert der zukünftigen Stromerzeugung, da die Einnahmen aus dem Verkauf des erzeugten Stroms höher sind. Dadurch wird die Photovoltaik-Anlage rentabler und die Wirtschaftlichkeit verbessert sich. Umgekehrt führt eine Senkung des Strom-Bezugspreis zu einem niedrigeren Barwert der zukünftigen Stromerzeugung, was die Rentabilität der Photovoltaik-Anlage verringern kann.

4.1.2 Variation des Strom-Bezugspreis am Beispiel Batteriespeicher

Die Einzahlung des Batteriespeichers ergeben sich aus der Differenz aus Strombezugspreis und Strom-Verkaufspreis. Für die Untersuchung der Sensitivität des Strom-Bezugspreis wurde der Strom-Verkaufspreis mit einem Preis von $126,44 \text{ EURO}/MWh$ konstant gehalten. Der Schnittpunkt mit der Abszisse ist bei ca. $0,18 \text{ EURO}/kWh$. Ab diesem Wert kann von der Wirtschaftlichkeit ausgegangen werden. Ein noch höherer Strom-Bezugspreis würde sich positiv auf den Barwert und somit auf den aktuellen

4.2 Sensitivität der Ergebnisse auf die Variation des Strom-Verkaufspreises

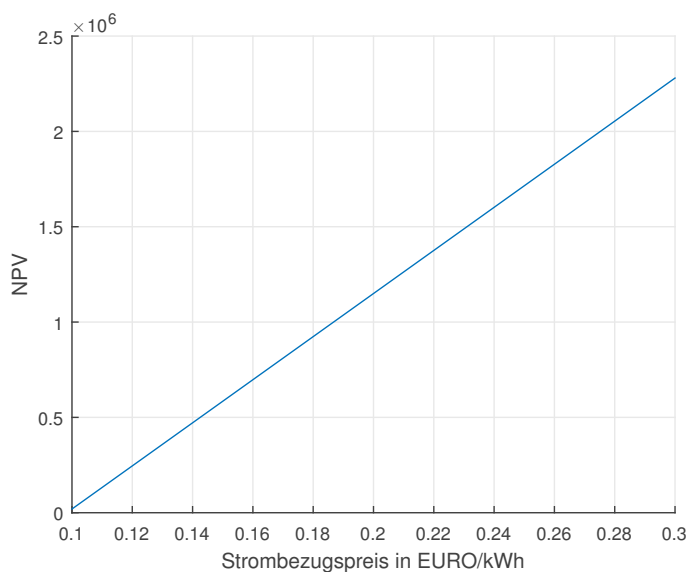


Abbildung 4.1: Variation des Strom-Bezugspreispreises am Beispiel Solarpark, Eigene Darstellung

Wert der zukünftigen Einnahmen, die durch den Verkauf des erzeugten Stroms erzielt werden auswirken.

Nachdem das Regionalkraftwerk seine Energie zur Gänze in das Stromnetz einspeist, ist dessen Barwert unabhängig vom Strombezugspreis. Die Sensitivität bezüglich des Strom-Verkaufspreises wird im nachfolgenden Kapitel betrachtet.

4.2 Sensitivität der Ergebnisse auf die Variation des Strom-Verkaufspreises

Ähnlich 4.1 ist die Marktpreisentwicklung des Großhandelspreises für Strom momentan sehr komplex und nicht absehbar. Mittelt man die Preise der letzten 5 Jahre so kommt man auf einen Preis von 126,44 *EURO/MWh* (e-control 2023).

4.2.1 Variation des Strom-Verkaufspreises am Beispiel Solarpark

Das Modell des Solarparks sieht vor eine Menge von 686 *MWh* in das EVU-Netz einzuspeisen. Eine Veränderung des Strom-Verkaufspreises wirkt sich zwar auf den Barwert der Gesamtinvestition aus, jedoch weit weniger als die Änderung des Strombezugspreises.

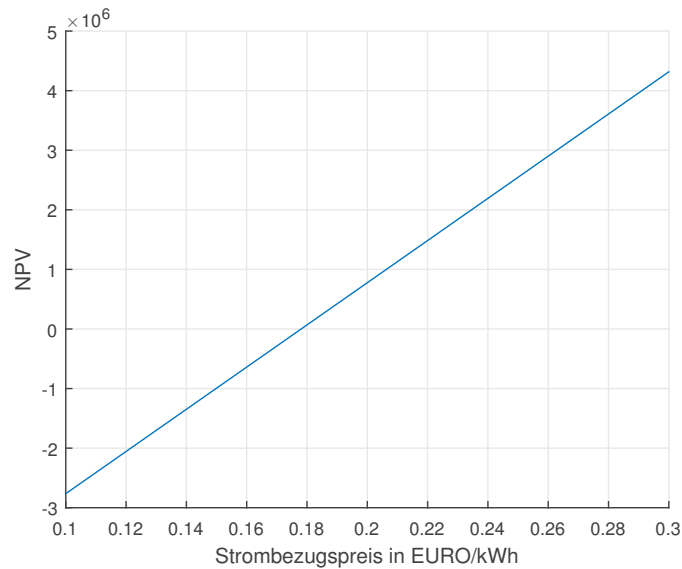


Abbildung 4.2: Variation des Strom-Bezugspreises am Beispiel Batteriespeicher, Eigene Darstellung

Zudem ist der Barwert auch ohne der zusätzlichen Einspeisung in das EVU-Netz als positiv zu bewerten.

4.2.2 Variation des Strom-Verkaufspreises am Beispiel Regionalkraftwerk

Die gesamte Produktion des Regionalkraftwerks wird in das EVU-Netz eingespeist. Somit setzen sich die Einzahlungen ausschließlich aus der produzierten Menge und dem Strom-Verkaufspreis zusammen. In Abbildung 4.4 ist die Sensitivität gegenüber dessen Änderung ersichtlich. Der Barwert ist erst ab einem Strompreis von über 0,19 *EURO/kWh* als positiv zu bewerten.

4.2.3 Variation des Strom-Verkaufspreises am Beispiel Batteriespeicher

Die Einzahlungen des Batteriespeichers setzen sich aus der Differenz von Bezugspreis und Verkaufspreis zusammen. Je höher diese Differenz, umso wirtschaftlicher kann der Speicher betrieben werden. Dieser Umstand erklärt auch die negative Steigung in Abbildung 4.5

4.2 Sensitivität der Ergebnisse auf die Variation des Strom-Verkaufspreises

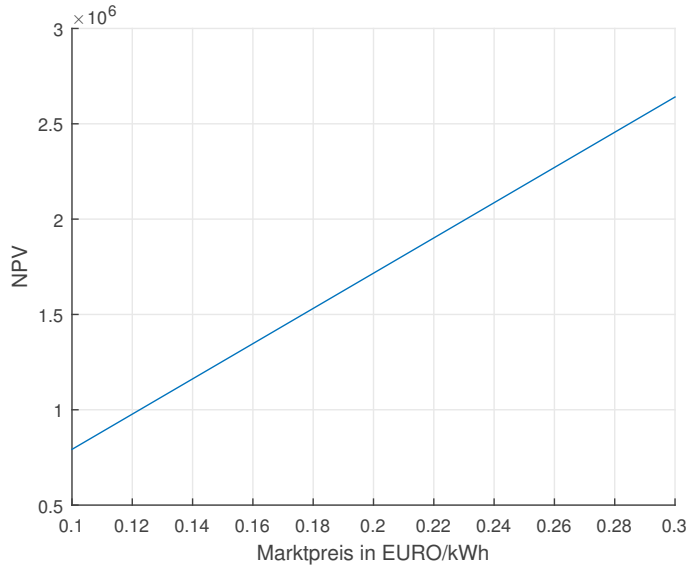


Abbildung 4.3: Variation des Strom-Verkaufspreises am Beispiel Solarpark, Eigene Darstellung

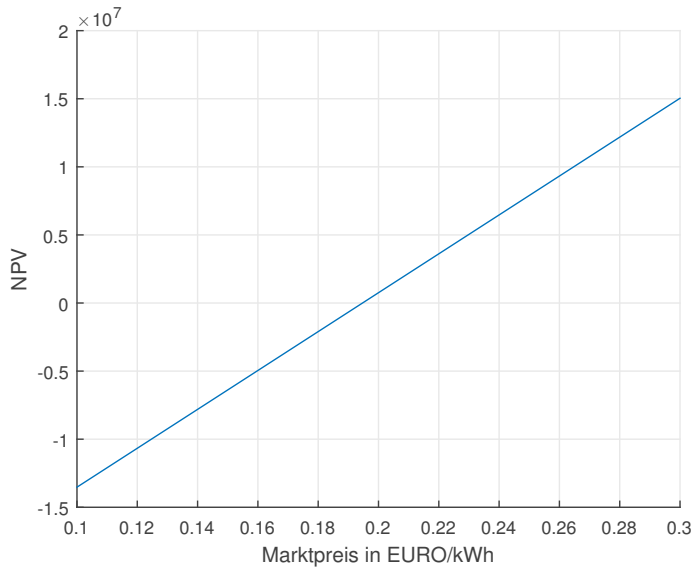


Abbildung 4.4: Variation des Strom-Verkaufspreises am Beispiel Regionalkraftwerk, Eigene Darstellung

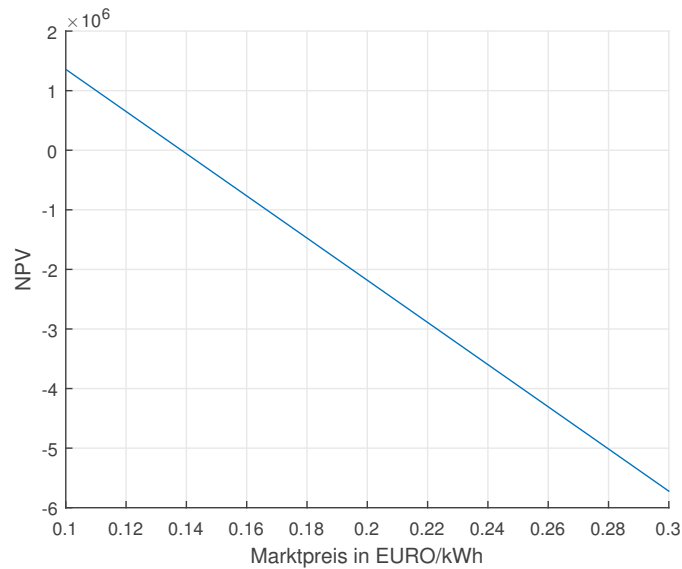


Abbildung 4.5: Variation des Strom-Verkaufspreises am Beispiel Batteriespeicher, Eigene Darstellung

4.3 Abschätzung der Einsparung an Primärenergie und klimarelevanten Gasen

Die Abschätzung der Einsparungen an Primärenergie und klimarelevanten Gasen ist wichtig, um die Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit von Maßnahmen zur Energieeffizienz und zum Klimaschutz zu bewerten. Sie kann dazu beitragen, fundierte Entscheidungen hinsichtlich der Umsetzung von Maßnahmen zu treffen.

4.3.1 Bepreisung von Kohlendioxid

Die Sensitivitätsanalyse für einen hohen CO_2 Preis wird basierend auf den aktuellen Preis für eine Tonne CO_2 in Österreich durchgeführt, wobei der Preis erst im Jahr 2022 im Zuge der ökosozialen Steuerreform festgelegt wurde. Begonnen wurde mit EURO 30,0 im Jahr 2022, für das Jahr 2023 beträgt der Preis für eine Tonne CO_2 bereits EURO 35,00. Bis 2025 soll sich der Preis auf EURO 55,00 erhöhen. Diese Bepreisung ist in Diagramm 4.6 dargestellt (Wirtschaftskammer 2023).

Die CO_2 -Bepreisung wird in Zukunft voraussichtlich eine immer wichtigere Rolle spielen, um den Klimawandel zu bekämpfen. Dadurch werden Anreize geschaffen, um Emissionen zu reduzieren und umweltfreundliche Technologien und Verhaltensweisen zu fördern.

4.3 Abschätzung der Einsparung an Primärenergie und klimarelevanten Gasen

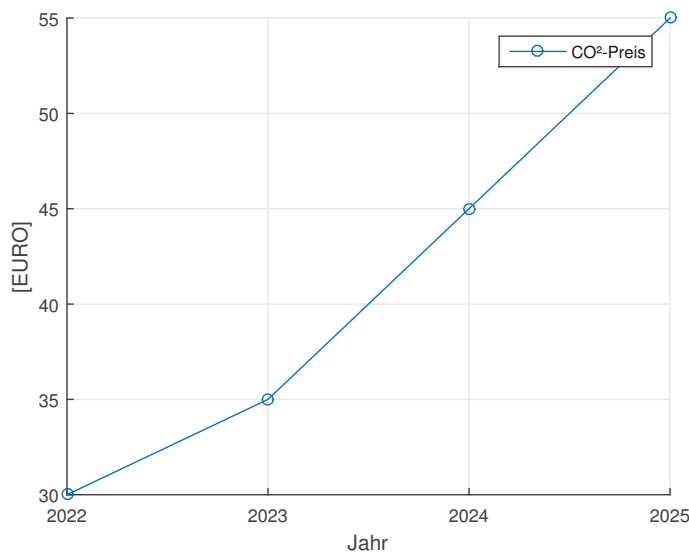


Abbildung 4.6: Bepreisung von Kohlendioxid nach der ökosozialen Steuerreform, Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK), (Wirtschaftskammer 2023), Eigene Darstellung

Je höher der CO_2 -Ausstoß einer Technologie ist, desto höher werden die Kosten für diese Technologie. In Kapitel 3 wurden für die jeweilige Technologie bereits die Kosten dem Nutzen gegenübergestellt. Im Folgenden wird je Technologie der CO_2 -Ausstoß ermittelt, um darauf aufbauend die Sensitivität auf eine CO_2 -Bepreisung zu überprüfen. Für die nachfolgenden Berechnungen wurde von einem CO_2 -Preis von 35 EURO/Tonne ausgegangen.

4.3.2 Erhebung Kohlendioxid-Emissionen Photovoltaik, Wasserkraft und Batteriespeicher

Zu den klimawirksamen Gasen zählen Kohlendioxid (CO_2), Methan (CH_4), Lachgas (N_2O) und fluorierte Gase (F-Gase). Um die Treibhausgaswirksamkeit dieser einzelnen Gase vergleichbar zu machen, werden diese in sogenannte CO_2 -Äquivalente umgerechnet. Zuletzt wurde eine Anpassung der Berechnung des Treibhausgaspotenzials durch das Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) im Fourth Assessment Report (2007) vorgenommen. (Umweltbundesamt 2023) Der Energie- und Industriesektor verursacht in Österreich mit 44,4 % den größten Anteil an Treibhausgasemissionen. In Summe werden alleine durch den Energie- und Industriesektor 34,5 Mio. Tonnen CO_2 -Äquivalente pro Jahr ausgestoßen. Laut Umweltbundesamt (Quelle oben) verursacht die Stromaufbringung

in Österreich 0,202 kg CO_2 -Äquivalent/kWh. Für die Berechnung wurden die inländische Stromerzeugung und die Stromimporte berücksichtigt. Zudem handelt es sich um die direkten Emissionen (entstehen unmittelbar am Ort der Energieumwandlung) plus die indirekten bzw. vorgelagerten Emissionen, die bei der Herstellung des Brennstoffs (z.B. Erdölgewinnung- und Verarbeitung) entstehen.

Folgende Tabelle zeigt auf, welche Treibhausgase und in welchem Ausmaß durch den Betrieb von Photovoltaikanlagen und Wasserkraftwerken ausgestoßen werden.

Die Treibhausgasemissionen, die durch die Materialgewinnung, Herstellung, Entsorgung und die Wiederverwertung von Lithium-Ionen-Batterien entstehen wurden im Zuge einer Life-Cycle-Analyse von ermittelt. Auch die End-of-Life (EOL) Emissionswerte sind enthalten.

Wie oben beschrieben ergibt sich durch die Umrechnung auf CO_2 -Äquivalente folgendes Treibhausgaspotential für die einzelnen Technologien:

Folgende Tabelle 4.1 schlüsselt die spezifischen CO_2 -Emissionen für die in Kapitel 3 betrachteten Modelle auf. Um das Treibhausgaspotential vergleichbar zu machen, werden, wie oben beschrieben, die Treibhausgase in CO_2 -Äquivalente umgerechnet. Da es sich bei CO_2 , Methan und Lachgas um die mengenmäßig größten Emittenten handelt, wurden nur diese bei der Berechnung berücksichtigt. Methan ist dabei 25 mal so klimawirksam wie CO_2 und Lachgas 298 mal (Quelle: Umweltbundesamt.de). Da eine differenzierte Betrachtung der CO_2 -Emissionen für Herstellung, Betrieb, Entsorgung bzw. Recycling für alle drei Technologien sich aufgrund fehlender Literatur als nicht realisierbar darstellte, werden im folgenden die akkumulierten Emissions-Werte aus den verschiedenen Lebenszyklen der Technologien verwendet.

Auswertung der Sensitivitätsanalyse CO_2

Wie im letzten Kapitel aufgezeigt wurde, handelt es sich bei der Wasserkraft um die Technologie mit den geringsten spezifischen Treibhausgas-Emissionen. Der Batteriespeicher als Erweiterung der einzelnen Technologien trägt mit 0,25 g/kWh CO_2 -Äquivalente ebenso einen verhältnismäßig kleinen Beitrag. Aufgrund der Speicherkapazität und damit einhergehenden Effizienzsteigerung der Photovoltaikanlagen und Wasserkraftanlagen kann davon ausgegangen werden, dass der Batteriespeicher um ein vielfaches der Emissionen einspart, die er auf der anderen Seite im Laufe seines Life-Cycles produziert.

$$NPV = -I_0 - I_{CO_2} + \sum_{i=1}^n \frac{CF_i}{(1+r)^i} - \frac{CF_{CO_2}}{(1+r)^i} + \frac{L}{(1+r)^n} - \frac{L_{CO_2}}{(1+r)^n} \quad (4.1)$$

4.3 Abschätzung der Einsparung an Primärenergie und klimarelevanten Gasen

Tabelle 4.1: Sachbilanzen für die Stromerzeugung aus regenerativen Energien, (Marheineke 2002)

Bilanzgröße	Einheit	PV- Kraftw. 5 kW amorph.	PV- Kraftw. 5 kW multikr.	Windkraft 1 MW 5,5 m/sa	Wasserkraft 3,1 MW Laufwasser
CO₂ gesamt	g/kWh	189	275	37	29
Bau		148	236	17	12
Betrieb und Abriss		20	19	2	2
Backup		20	20	18	16
CH₄ gesamt	mg/kWh	607	833	181	127
Bau		423	650	68	34
Betrieb und Abriss		67	66	6	6
Backup		11	117	106	88
N₂O gesamt	mg/kWh	17	20	3	2
Bau		13	15	2	1
Betrieb und Abriss		3	3	0	0
Backup		1	1	1	1
PM₁₀ gesamt	mg/kWh	100	119	28	15
Bau		80	99	20	12
Betrieb und Abriss		11	11	1	1
Backup		9	9	6	3
Partikel gesamt	mg/kWh	174	213	59	31
Bau		137	177	43	24
Betrieb und Abriss		18	17	2	2
Backup		19	19	14	5
SOX gesamt	mg/kWh	455	617	91	49
Bau		359	523	69	31
Betrieb und Abriss		63	60	6	5
Backup		33	33	25	12
NOX gesamt	mg/kWh	355	446	62	58
Bau		261	366	34	35
Betrieb und Abriss		69	56	8	8
Backup		24	24	21	15
Ionisierende Strahl.	10 ⁻¹² PersSv /kWh	101	197	10	5
Entnahme an Bauxit	mg/kWh	2818	2100	54	10
Entnahme an Eisen	mg/kWh	8153	6708	5404	2330
Entnahme an Kupfer	mg/kWh	338	251	66	5
Entnahme an Kalkstein	mg/kWh	19226	15610	2617	6114

4 Kosten/Nutzen-Analyse – Ökonomische Potenziale

Tabelle 4.2: Die Produktions- und End-of-Life (EOL)-Emissionswerte für ein Container-Batteriespeichersystem (BESS) mit einer Kapazität von 1 MW/1 MWh in CO_2 -Äquivalente, (Parlikar u. a. 2021)

Komponente	Produktion	EOL (End of Life)	
Batteriezellen	161000	-11700	149300
Leistungselektronik	28170	-9450	18720
Gehäuse~(20 ft. Container)	15720	0	15720
Elektronik	15454	-2239	13215
Heizung, Lüftung, Kühlung	426	0	426
Total (kg CO_2eq)	220770	-23389	197381

Tabelle 4.3: Zusammenfassung der CO_2 Kosten [EURO] der 3 Szenarien

	Solarpark	Regionalkraftwerk	Batteriespeicher
$CO_2eqBau[kg]$	8.545.288	2.787.376	1.589.544
$CO_2eqBetrieb[kg]$	68.046	218.868	0
$CO_2eqEOL[kg]$	0	0	-23.389
$CO_2PreisBau[EURO]$	384.538	125.432	71.529
$CO_2PreisBetrieb[EURO]$	3.743	12.038	0
$CO_2PreisEOL[EURO]$	0	0	-9.262

4.3.3 Entwicklung des Barwerts bei Variation des CO_2 Preises am Beispiel Solarpark

Laut Tabelle 4.1 fallen beim Bau der PV-Anlagen $237 g/kWh$ CO_2 -Äquivalente an. Bei Betrieb und Abriss sind es $39g/kWh$ CO_2 -Äquivalente. Gesamt sind es bei Photovoltaikanlagen also $276 g/kWh$ CO_2 -Äquivalente welche für Bau, Betrieb, Abriss und Backup einkalkuliert werden müssen. Die Werte für den Betrieb bestehen zum großen Teil aus Instandhaltungs- und Wartungsarbeiten, beispielsweise durch den Ersatz

Tabelle 4.4: Größen und Einheiten des Barwerts in Bezug auf die CO_2 -Kosten

I_0	Investitionszahlung zum Zeitpunkt 0 [EURO]
I_{CO_2}	CO_2 -Kosten für Bau und Inbetriebnahme [EURO]
CF_i	"Cash Flow zum Zeitpunkt i [EURO]
CF_{CO_2}	CO_2 -Kosten für Betrieb und Instandhaltung [EURO]
L	Restwert am Ende der Laufzeit (kann auch negativ sein) [EURO]
L_{CO_2}	CO_2 -Restwert am Ende der Laufzeit (kann auch positiv sein) [EURO]
r	Zinssatz [%]
n	Betrachtungszeitdauer

4.3 Abschätzung der Einsparung an Primärenergie und klimarelevanten Gasen

ausgefallener Solarpaneele. Der Bau macht bei PV-Anlagen den bestimmenden Anteil CO_2 -Äquivalente aus. Betrieb und Abriss der PV-Anlagen machen nur einen untergeordneten Anteil der Emissionen aus. Aus Tabelle 4.1 wird deutlich, dass die Stromerzeugung mittels Photovoltaik im Vergleich zu Windkraftwerken und Wasserkraftwerken heute noch mit deutlich höheren Stoffströmen, sowohl bei den Luftschadstoffen, als auch den Ressourcenentnahmen, verbunden ist. (Marheineke 2002)

Tabelle 4.7 zeigt die Entwicklung des Barwerts des Solarparks bei einer Variation des CO_2 -Preises von 0 bis 200 EURO pro Tonne CO_2 . Auch bei einem CO_2 -Preise von 200 EURO pro Tonne ergibt sich ein positiver Barwert. Das liegt daran, dass im Vergleich zu emissionsstarken Technologien wie Kohle und Gas die Photovoltaik geringe CO_2 -Ausstöße aufweist. Hier trägt vor allem die Brennstoffbereitstellung einen großen Faktor zu den Emission bei.

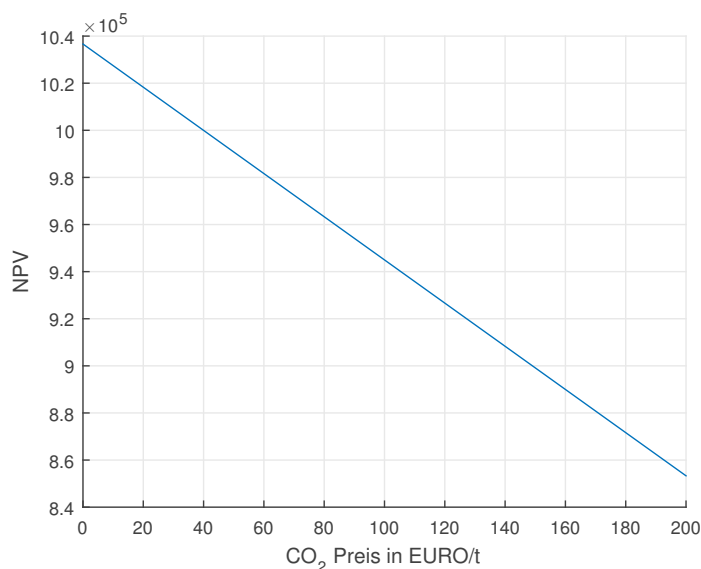


Abbildung 4.7: Entwicklung des Barwerts bei Variation des CO_2 Preises am Beispiel Solarpark, Eigene Darstellung

4.3.4 Entwicklung des Barwerts bei Variation des CO_2 Preises am Beispiel Regionalkraftwerk

Beim Bau von Wasserkraftwerken fallen laut Tabelle 4.1 lediglich $12 \text{ g/kWh } CO_2$ -Äquivalente an. Bei Betrieb und Abriss sind es $18 \text{ g/kWh } CO_2$ -Äquivalente. Gesamt sind es bei Wasserkraftwerken also $30 \text{ g/kWh } CO_2$ -Äquivalente welche für Bau, Betrieb, Abriss und Backup einkalkuliert werden müssen. Aus Tabelle 4.1 wird deutlich, dass

Wasserkraftanlagen sehr niedrige Stoffströmen sowohl bei den Luftschadstoffen als auch den Ressourcennahmen besitzen. Wie auch beim Solarpark sind keine CO_2 -Emissionen für die Brennstoffbereitstellung zu inkludieren. (Marheineke 2002)

Tabelle 4.7 zeigt die Entwicklung des Barwerts des Regionalkraftwerks bei einer Variation des CO_2 -Preises von 0 bis 200 EURO pro Tonne CO_2 . Die niedrigen Emissionen wirken sich kaum auf den negativen Barwert des Regionalkraftwerks aus.

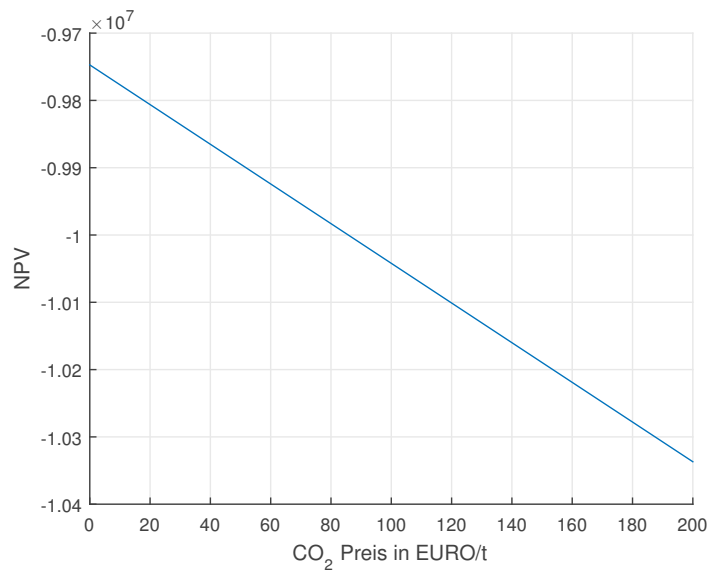


Abbildung 4.8: Entwicklung des Barwerts bei Variation des CO_2 Preises am Beispiel Regionalkraftwerk, Eigene Darstellung

4.3.5 Entwicklung des Barwerts bei Variation des CO_2 Preises am Beispiel Batteriespeicher

Der Betrieb des Batteriespeichers erzeugt $220,8 \text{ g/kWh } CO_2$ -Äquivalente. Durch Recycling können am Ende des Lebenszyklus (EOL) $23,4 \text{ g/kWh}$ eingespart werden. Tabelle 4.2 zeigt die genaue Aufschlüsselung der Wert. In Summe ergeben sich so $197,40 \text{ g/kWh}$ an g/kWh CO_2 -Äquivalente. ES wird deutlich, dass auch durch das Speichern von Strom CO_2 -Emissionen anfallen welche nicht zu vernachlässigen sind. (Parlikar u. a. 2021)

Der CO_2 -Fußabdruck für die Produktion der Leistungselektronik ist nichtlinear von der Nennleistung abhängig. Das Heizungs-, Lüftungs- und Klimaanlage system (HLK) verursacht zusätzliche Emissionen in Bau und Betrieb. Insgesamt reduzieren sich aber die Emissionen durch effektives Recycling, welche in den EOL-Kosten (End of Life)

berücksichtigt werden. Tabelle 4.9 zeigt die Entwicklung des Barwerts des Batteriespeichers bei einer Variation des CO_2 -Preises von 0 bis 200 EURO pro Tonne CO_2 .

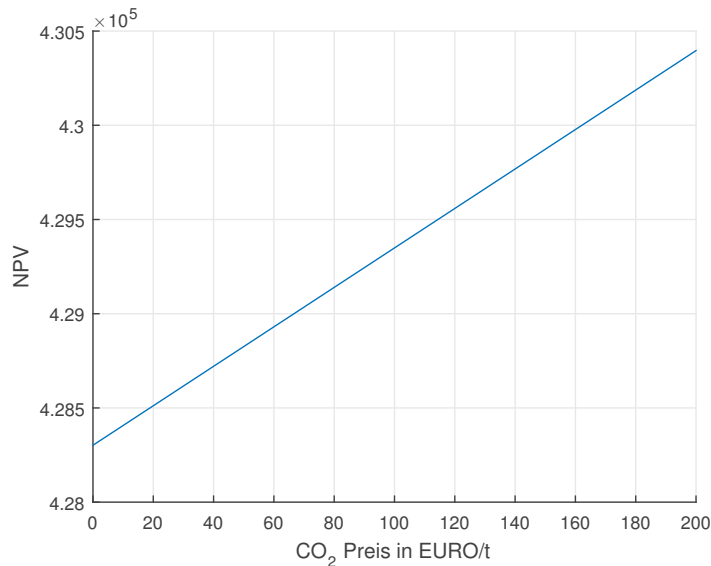


Abbildung 4.9: Entwicklung des Barwerts bei Variation des CO_2 Preises am Beispiel Batteriespeicher, Eigene Darstellung

4.4 Abhängigkeit des Zinsatzes und der Zeit

Zinssatz

Die Kostenentwicklung im Laufe der Zeit kann durch die dynamische Wirtschaftlichkeitsberechnung analysiert werden. Es gibt jedoch Unsicherheiten, da entscheidende Kostendaten wie Energiepreisentwicklung, Lohn- und Zinsentwicklung sowie tatsächliche Betriebskosten geschätzt werden müssen. Vor allem bei neuen Technologien sind die Annahmen über Betriebskosten unsicher, da es wenig Erfahrungen gibt auf die zurückgegriffen werden kann. (Haas 2017)

Annahmen bzw. Überlegungen über die zukünftige Kostenentwicklung:

- Entwicklung der Zinsen für Einlagen
- Entwicklung der Inflationsrate
- Entwicklung der Energiepreissteigerungsrate

- Entwicklung der Lohnkosten und damit der Kosten für Wartung und Reparatur bzw. gegebenenfalls auch Bedienung

In Zeiten hoher Inflation darf diese in der wirtschaftlichen Betrachtung nicht vernachlässigt werden. Der reale Zinssatz errechnet sich zu:

$$r_{real} = r_{nominell} - r_{inflation} \quad (4.2)$$

Tabelle 4.5: Effektiver Zinssatz)

r_{real}	Effektiver Zinssatz[%]
$r_{nominell}$	Nominaler Zinssatz [%]
$r_{inflation}$	Inflation [%]

Inflation

Die Preise für Energie sind in letzter Zeit aufgrund von starkem Wirtschaftswachstum und einer wachsenden Nachfrage gestiegen. Die Energiepolitik erlebt aufgrund des Krieges in der Ukraine eine Zeitenwende, da Energie plötzlich zu einem geopolitischen Machtinstrument geworden ist. VerbraucherInnen und Energielieferanten stehen vor großen Herausforderungen aufgrund der starken Preissteigerungen an den internationalen Energiebörsen. Die steigenden Gaspreise sind der Haupttreiber für die aktuellen Preissteigerungen im zunehmend globalisierten Gasgroßhandel. Die rasche Erholung der Weltwirtschaft nach der Pandemie hat zu einem starken Anstieg der Nachfrage nach Rohstoffen und Energie geführt, insbesondere in Asien. Der Konflikt in der Ukraine hat die Versorgungsaussicht bei verschiedenen Energieträgern weiter unter Druck gesetzt und die Preise nach oben getrieben. Die Strompreise werden besonders durch den Preis von fossilen Energieträgern wie Kohle und Erdgas beeinflusst, da diese Kraftwerke in Stunden mit niedriger Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energieträgern preissetzend sind. Vor allem die Energiepreise erzeugen eine hohe Inflation, welche schwer vorhersehbar ist und damit auch schwer in die Energiemodelle einbezogen werden kann. (OesterreichsEnergie 2023)

Auswertung der Sensitivitätsanalyse auf Zinssatzes und Zeit am Beispiel Solarpark

In Abbildung 4.10 ist der Barwert des Solarparks von 1-30 Jahren und einem Zinssatz von 0-15% im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse dargestellt. Bei einem Zinssatz von 0% steigt der Barwert wesentlich schneller als bei einem Zinssatz von 15%. Dieser Sachverhalt trifft auf die Erwartungen zu. Außerdem erreicht der Barwert mit niedrigen Zinsen wesentlich schneller einen positiven Barwert als mit hohen Zinssatz.

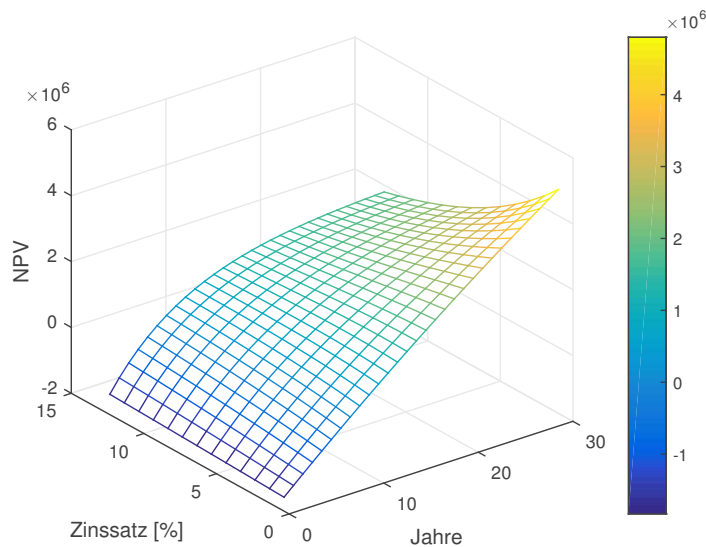


Abbildung 4.10: Auswertung der Sensitivitätsanalyse auf Zinssatzes und Zeit am Beispiel Solarpark, Eigene Darstellung

Auswertung der Sensitivitätsanalyse auf Zinssatzes und Zeit am Beispiel Regionalkraftwerk

Wie in Abbildung 4.10 ist in Abbildung 4.11 der Barwert des Solarparks von 1-30 Jahren und einem Zinssatz von 0-15% im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse dargestellt. Mit Hilfe des 3D Plots kann sehr anschaulich gezeigt werden, dass das Regionalkraftwerk nie wirtschaftlich sein wird, was sich in unserer Grafik als negativen Barwert niederschlägt.

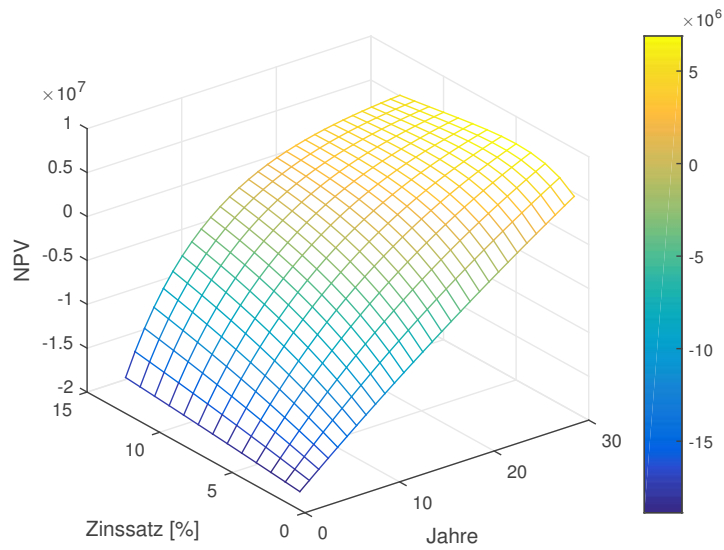


Abbildung 4.11: Auswertung der Sensitivitätsanalyse auf Zinssatzes und Zeit am Beispiel Regionalkraftwerk, Eigene Darstellung

Auswertung der Sensitivitätsanalyse auf Zinssatzes und Zeit am Beispiel Batteriespeicher

Abbildung 4.12 zeigt abschließend den Barwert des Batteriespeichers von 1-30 Jahren und einem Zinssatz von 0-15% im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse dargestellt. Im Vergleich mit Abbildung 4.10 entwickelt sich der Barwert langsamer in den positiven Bereich. Die 3D Plots bieten eine anschauliche Möglichkeit der Bewertung der 3 Szenarien.

4.4 Abhängigkeit des Zinsatzes und der Zeit

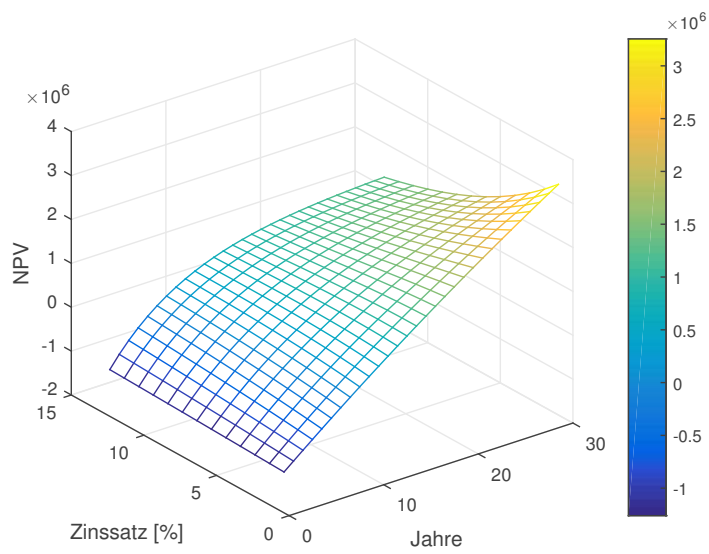


Abbildung 4.12: Auswertung der Sensitivitätsanalyse auf Zinssatzes und Zeit am Beispiel Batteriespeicher, Eigene Darstellung

5 Schlussfolgerungen und Ausblick

Aufgrund schwankender Energiepreise und einer unsicheren Versorgung mit fossilen Energieträgern wird eine nachhaltige Energieversorgung, die vor allem auf lokalen Ressourcen basiert, immer wichtiger. Die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit haben gezeigt, dass ein hohes Potential an erneuerbaren Energien im Bezirk vorhanden ist. In Bezug auf die Ausarbeitung eines Strategiebildes für das Planungsverbandsgebiet ergaben die Untersuchungen, dass die Errichtung eines Solarparks die beste Möglichkeit hin zur Energiewende im Verbandsgebiet darstellt. Im folgenden werden die Erkenntnisse diskutiert und um einen Ausblick ergänzt.

5.1 Erkenntnisse

Im Hinblick auf die Beantwortung der Forschungsfrage konnte in der vorliegenden Arbeit aufgezeigt werden, dass für die Transformation des Energiesystem- und Facilitymanagements im Zukunftsraum Lienzer Talboden der betrachtete Solarpark aufgrund der durchgeführten Analysen als beste Alternative angesehen werden kann. Anhand einer Berechnung der Rentabilität mittels Barwertmethode konnte aufgezeigt werden, dass sich die Investitionen in einen Solarpark unter den getroffenen Annahmen ab dem zwölften Jahr amortisieren können. Die vorhandene Netzinfrastruktur (EVU-Netz), der hohe Eigenverbrauchsanteil, der durch den Verbrauch der Bergbahnen und Beschneiungsanlagen in unmittelbarer Nähe zum Solarpark gegeben sein wird, und die Möglichkeit der Partizipation der Anwohner durch Anbringen der Analgen auf privaten Dachflächen wird ein vergleichsweise hohes Akzeptanzniveau in der Bevölkerung zur Umsetzung des Solarparks schaffen.

Die Betrachtung des Regionalwasserkraftwerks hat ergeben, dass dieses auch nach zwanzig Jahren nicht wirtschaftlich betrieben werden kann. Neben der errechneten Unwirtschaftlichkeit des Regionalwasserkraftwerks ergeben sich zudem noch weitere offene Fragen. Die Hochwasserschutzmaßnahmen und die Auswirkungen des Projekts auf Naturschutzgebiete sind nicht final geklärt. Als größter Ausschließungsgrund wird aber die Beeinflussung des Grundwasserstandes gesehen. Durch die Erhöhung des Grundwasserspiegels kann es zu negativen Auswirkungen auf umliegende Gebäude kommen, wobei die konkreten Auswirkungen im Rahmen dieser Arbeit nicht näher betrachtet wurden. Abschließend

ist festzustellen, dass die Investitionskosten und somit auch das Risiko des Szenarios weit höher ist als bei den beiden anderen betrachteten Szenarien (Solarpark und Rechenzentrum mit Batteriespeicher).

Die Erweiterung des kommunalen Glasfasernetzes um ein Rechenzentrum spielte bereits in der Vergangenheit eine wichtige Rolle im Regionalentwicklungskonzept des Planungsverbands Lienzer Talboden. In einer zunehmend digitalisierten Welt nimmt die Energieversorgung der für das Rechenzentrum benötigten Server und die aufzubauende Netzinfrastruktur eine immer wichtigere Rolle ein. Eine regenerative Energieversorgung bringt naturgemäß Netzschwankungen mit sich. Es konnte aufgezeigt werden, dass ein Batteriespeicher in der Lage ist, vorhandene Netzschwankungen auszugleichen.

5.2 Ausblick

In der vorliegenden Arbeit wurden bisher die Szenarien getrennt voneinander betrachtet. Unberücksichtigt blieb eine Kombination. Geht man von den zwei wirtschaftlich sinnvollen Szenarien Solarpark und Batteriespeicher aus, so kann der Solarpark den Batteriespeicher mit erneuerbarer Energie versorgen und umgekehrt bietet der Batteriespeicher die Möglichkeit Schwankungen in der Erzeugung des Solarparks auszugleichen. Die gemeinsame Betrachtung würde sich auf die Größe des Speichers, den Eigenverbrauchsanteil und eventuell auch auf die Anschaffungskosten auswirken. Als Standort für den Batteriespeicher könnte sich außerdem das Skigebiet anbieten. Die im Durchschnitt kälteren Temperaturen würden Kühlkosten reduzieren.

Eine weitere zukünftige Optimierung stellt die Vergrößerung der Erzeugungskapazitäten dar. Grundsätzlich kommen aus meiner Sicht zwei Optionen in Frage. Die Nutzung von Dachflächen kommunaler Gebäude und die Erschließung felsiger alpiner Hänge mit entsprechender Ausrichtung. Die kommunalen Gebäude der Gemeinden sind weitestgehend energiewirtschaftlich ungenutzt und bieten somit weitere Flächen für die Installation von Photovoltaik-Modulen. Die gleichzeitige Anbindung an das kommunale Glasfasernetz Regionet kann die Etablierung eines Smart Grids ermöglichen. Neben den Dachflächen bieten sich auch von der Landwirtschaft nicht nutzbare Freiflächen in alpinen Lagen an.

Vor der Anschaffung eines chemischen Batteriespeichers muss in jedem Fall die Möglichkeit der Speicherung mittels Wasserstoff oder die Auslegung eines Pumpspeichers in Betracht gezogen werden. Wasserstoff kann leichter über längere Zeit gespeichert werden. Im Falle einer Überproduktion ist eine Nutzung in der Mobilität als auch als Wärmequelle denkbar. Die topographischen Gegebenheiten des Verbandsgebiets bieten sich außerdem an, um die Höhendifferenz für einen Pumpspeicher zu nutzen. Je nach Dimensionierung des Ober- und Unterbeckens ist eine Speicherung über längere Zeiträume möglich.

Sollte es zu einer konkreten Umsetzung der einzelnen Szenarien kommen muss festgehalten werden, dass es einer weiteren Untersuchung bedarf.

Appendix

Literatur

- A. Hertl C. Seehauser, R. Ebenbichler (2017). *Ressourcenbewirtschaftungsprogramm (Grobefundaufnahme – energiestrategischer Ansatz – Umsetzungsmaßnahmen) für die smart-region Lienzer Talboden*. Innsbruck: Wasser Tirol -Wasserdienstleistungs-GmbH.
- A. Priebes, M. Schorn (2021). »Kooperationen von Klein- und Mittelstädten mitihrem Umland. Zur Umsetzung der österreichischen Stadtregionspolitik«. In.
- Anderegg, Dionis, Sven Strebel und Jürg Rohrer (2021). »Photovoltaik Versuchsanlage Davos Totalp Messergebnisse Winterhalbjahr 2020/2021«. In.
- Cervantes, Jairo und Fred Choobineh (2018). »Optimal sizing of a nonutility-scale solar power system and its battery storage«. In: *Applied Energy* 216, S. 105–115.
- Cole, David (2011). »Data Center Energy Efficiency Looking Beyond PUE«. In: *No Limits Software*.
- Donath, Andreas (23. Apr. 2023). *Tesla nennt Preis für Megapack-Akku*. URL: golem.de (besucht am 25.04.2023).
- e-control (25. Apr. 2023). *Strompreis-Monitor*. URL: <https://www.e-control.at/>.
- Fechner, Hubert (2020). »Ermittlung des Flächenpotentials für den Photovoltaik-Ausbau in Österreich: Welche Flächenkategorien sind für die Erschließung von besonderer Bedeutung, um das Ökostromziel realisieren zu können«. In: *Sudie im Auftrag von Österreichs Energie, Endbericht*.
- Gawlik, W. (2018). *Requirements for future energy systems*. Wien.
- Giesecke, Jürgen, Stephan Heimerl und Emil Mosonyi (2014). *Wasserkraftanlagen: Planung, bau und betrieb*. Springer-Verlag.
- Haas, Reinhard (2017). »Energieökonomie«. In: *Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Energy Economics Group*.
- Hofer, Michelle (2018). »Kostenanalyse von Laufwasserkraftwerken inEuropa«. In.
- J. Irshaid J. Mochizuki, T. Schinko (2021). *Challenges to local innovation and implementation of low-carbonenergy-transition measures: A tale of two Austrian regions*. Laxenburg, Austria.
- Kaltschmitt, Martin und Wolfgang Streicher (2009). *Regenerative Energien in Österreich*. Springer.
- Kurzweil, Peter und Otto K Dietlmeier (2016). *Elektrochemische Speicher: Superkondensatoren, Batterien, Elektrolyse-Wasserstoff, Rechtliche Grundlagen*. Springer-Verlag.

- LandTirol (25. Apr. 2023). *Tiroler Rauminformationssystem*. URL: tirisis.at (besucht am 25.04.2023).
- Le Varlet, Thomas u. a. (2020). »Comparative life cycle assessment of lithium-ion battery chemistries for residential storage«. In: *Journal of Energy storage* 28, S. 101230.
- Lowitzsch, J., C.E. Hoicka und F.J. van Tulder (2020). »Renewable energy communities under the 2019 European Clean Energy Package – Governance model for the energy clusters of the future?«. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 122, S. 109489. ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109489>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032119306975>.
- Marheineke, Torsten (2002). »Lebenszyklusanalyse fossiler, nuklearer und regenerativer Stromerzeugungstechniken«. In.
- Mata, Oscar Núñez, Diego Ortiz Villalba und Rodrigo Palma-Behnke (2013). »Microrredes en la red eléctrica del futuro-caso Huatacondo«. In: *Revista de Ciencia y Tecnología* 29.2.
- OesterreichsEnergie (25. Apr. 2023). URL: oesterreichsenergie.at (besucht am 25.04.2023).
- ÖREK (25. Apr. 2023). *Österreichische Raumordnungskonferenz*. URL: oerok.gv.at (besucht am 25.04.2023).
- Østergaard, Jacob und John Eli Nielsen (2010). »The Bornholm power system an overview«. In: *Proc. Int. Conf. Renewable Energies Power Qual. (ICREPQ)*.
- Parlikar, Anupam u. a. (2021). »The carbon footprint of island grids with lithium-ion battery systems: An analysis based on levelized emissions of energy supply«. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 149, S. 111353.
- SolarkatasterTirol (25. Apr. 2023). *Tirolsolar*. Hrsg. von Land Tirol. URL: tirolsolar.at (besucht am 25.04.2023).
- Städtebund (25. Apr. 2023). *Stadtregionen.at ist ein Projekt des Österreichischen Städtebunds und des KDZ – Zentrum für Verwaltungsforschung*. URL: stadtregionen.at (besucht am 25.04.2023).
- stateofgreen (25. Apr. 2023). *Denmark's green transition*. URL: stateofgreen.com (besucht am 25.04.2023).
- StatistikAustria (25. Apr. 2023). URL: [Statistik.at](http://statistik.at) (besucht am 25.04.2023).
- Stettler, Sandra u. a. (2008). »PV-BUK: Operating and maintenance costs of photovoltaic installations; PV-BUK-Betriebs- und Unterhaltskosten von PV-Anlagen-Schlussbericht«. In.
- Streicher, Wolfgang u. a. (2010). »Energieautarkie für Österreich 2050«. In: *Feasibility Study. Endbericht. Klima- und Energiefonds, Wien*.
- Tiroler Landesregierung (25. Apr. 2023). *Tiroler Energiestrategie 2020*. URL: tirol.gv.at (besucht am 25.04.2023).
- Umweltbundesamt (25. Apr. 2023). *Treibhausgase*. Hrsg. von Umweltbundesamt Gesellschaft mit beschränkter Haftung. URL: umweltbundesamt.at.
- Wirtschaftskammer (25. Apr. 2023). *CO₂-Bepreisung*. URL: wko.at (besucht am 25.04.2023).

Tabellenverzeichnis

2.1	Energiebedarf und Energiebedarfsdeckung (Strom) der Stadtregion, alle Werte in $[GWh/a]$, (A. Hertl 2017)	7
3.1	Photovoltaische Stromerzeugung, (Kaltschmitt und Streicher 2009)	16
3.2	Aufschlüsselung Freiflächen, (A. Hertl 2017)	18
3.3	Zusammenfassung Energieflüsse	21
3.4	Investitionskosten	22
3.5	Betriebskosten, (Stettler u. a. 2008)	23
3.6	Berechnete Errichtungskosten	24
3.7	Berechneten Betriebskosten	24
3.8	Einnahmen vs. Ausgaben Solarpark	24
3.9	Größen und Einheiten des Barwerts	25
3.10	Parameter zu Berechnung des Barwerts (NPV) des Solarpark	25
3.11	Größen und Einheiten des Regionalkraftwerk, (Giesecke, Heimerl und Mosonyi 2014)	30
3.12	Kenngößen des Regionalkraftwerk	31
3.13	spezifische Investitionskosten von Lauf- und Schwellwasserkraftwerken, (Hofer 2018)	32
3.14	Einnahmen vs. Ausgaben Regionalkraftwerk	33
3.15	Parameter zu Berechnung des Barwerts (NPV) des Regionalkraftwerks	33
3.16	Kenngößen eins Kleinrechenzentrums	38
3.17	Größen und Einheiten des Optimierungsproblems, (Cervantes und Chooibinh 2018)	39
3.18	Berechnung der Einzahlungen des Batteriespeichers	40
3.19	Einnahmen vs. Ausgaben Batteriespeicher	40
3.20	Parameter zu Berechnung des Barwerts (NPV) des Batteriespeichers	41
4.1	Sachbilanzen für die Stromerzeugung aus regenerativen Energien, (Marheineke 2002)	51
4.2	Die Produktions- und End-of-Life (EOL)-Emissionswerte für ein Container-Batteriespeichersystem (BESS) mit einer Kapazität von 1 MW/1 MWh in CO_2 -Äquivalente, (Parlikar u. a. 2021)	52
4.3	Zusammenfassung der CO_2 Kosten [EURO] der 3 Szenarien	52

Tabellenverzeichnis

4.4	Größen und Einheiten des Barwerts in Bezug auf die CO_2 -Kosten	52
4.5	Effektiver Zinssatz)	56

Abbildungsverzeichnis

2.1	Stadtregion Lienz deckungsgleich mit dem Wirkungsbereich des Planungsverband,(A. Hertl 2017)	6
3.1	Jahreszeitlicher Verlauf des Energiebedarfs im Planungsverbandsgebiet 2014, (A. Hertl 2017), Eigene Darstellung	13
3.2	Solare Einstrahlung der betrachteten Dachflächen, (SolarkatasterTirol 2023), Eigene Darstellung	15
3.3	Mögliche Freiflächen zu zusätzlichen Erzeugung von Energie, (A. Hertl 2017)	17
3.4	Strombedarf von Bergbahnen, Beschneiung und Gebäuden am Zettersfeld im Jahresverlauf, (SolarkatasterTirol 2023), (A. Hertl 2017), Eigene Darstellung	19
3.5	Auswertung von Erzeugung und Verbrauch, (SolarkatasterTirol 2023), (A. Hertl 2017), Eigene Darstellung	20
3.6	Barwert in Abhängigkeit der Laufzeit bis 20 Jahre. Die Investitionszahlung zum Zeitpunkt 0 beträgt 2.095.601 EUR, der jährliche Cash Flow beträgt 232.520 EURO/a und der Kalkulationszinssatz 4,1 %, Eigene Darstellung	26
3.7	Naturräumliche Bedeutung der Drau, Isel und ihres Zusammenflusses, (LandTirol 2023)	28
3.8	Pegel Lienz Peggetz im Jahresverlauf, Verbund Hydro Power AG, Eigene Darstellung	29
3.9	Stromerzeugung im Jahresverlauf, Eigene Darstellung	31
3.10	Barwert in Abhängigkeit der Laufzeit bis 20 Jahre. Die Investitionszahlung zum Zeitpunkt 0 beträgt 19.800.000 EUR, der jährliche Cash Flow beträgt 1.340.264 EUR/a und der Kalkulationszinssatz 4,1 %, Eigene Darstellung	34
3.11	Standardvariante einer Li-Ionen-Batterien,(Kurzweil und Dietlmeier 2016)	36
3.12	Barwert in Abhängigkeit der Laufzeit bis 20 Jahre. Die Investitionszahlung zum Zeitpunkt 0 beträgt 1.000 EUR, der jährliche Cash Flow beträgt 138.693 EUR/a und der Kalkulationszinssatz 4,1 %, Eigene Darstellung .	41
4.1	Variation des Strom-Bezugspreispreises am Beispiel Solarpark, Eigene Darstellung	45
4.2	Variation des Strom-Bezugspreispreises am Beispiel Batteriespeicher, Eigene Darstellung	46
		71

4.3	Variation des Strom-Verkaufspreises am Beispiel Solarpark, Eigene Darstellung	47
4.4	Variation des Strom-Verkaufspreises am Beispiel Regionalkraftwerk, Eigene Darstellung	47
4.5	Variation des Strom-Verkaufspreises am Beispiel Batteriespeicher, Eigene Darstellung	48
4.6	Bepreisung von Kohlendioxid nach der ökosozialen Steuerreform, Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK), (Wirtschaftskammer 2023), Eigene Darstellung . . .	49
4.7	Entwicklung des Barwerts bei Variation des CO2 Preises am Beispiel Solarpark, Eigene Darstellung	53
4.8	Entwicklung des Barwerts bei Variation des CO2 Preises am Beispiel Regionalkraftwerk, Eigene Darstellung	54
4.9	Entwicklung des Barwerts bei Variation des CO2 Preises am Beispiel Batteriespeicher, Eigene Darstellung	55
4.10	Auswertung der Sensitivitätsanalyse auf Zinssatzes und Zeit am Beispiel Solarpark, Eigene Darstellung	57
4.11	Auswertung der Sensitivitätsanalyse auf Zinssatzes und Zeit am Beispiel Regionalkraftwerk, Eigene Darstellung	58
4.12	Auswertung der Sensitivitätsanalyse auf Zinssatzes und Zeit am Beispiel Batteriespeicher, Eigene Darstellung	59